Issues of Concern and Responses

Environmental Impact Assessment

Proposal by the
New Brunswick Power Corporation
to Refurbish the Coleson Cove Generating Station

October 2002

Prepared by:
Department of the Environment & Local Government

New Nouveau Brunswick

INTRODUCTION

Under the Environmental Impact Assessment Regulation of the *Clean Environment Act*, the Department of Environment and Local Government (DELG) is required to prepare a Summary of Public Participation. That document summarizes the public input expressed during two public meetings and in subsequent written comments, but is limited to the public perspective.

In addition, the Department has prepared this document (Issues of Concern and Responses) to respond to key issues of public concern, drawing from the Summary of Public Participation. The corresponding responses were prepared by the Department in consultation with other agencies as appropriate.

Background

On July 25, 2001, NB Power submitted a request to the Public Utilities Board (PUB) to refurbish the Coleson Cove Generating Station. The PUB determined that there was a need for 1050 MW of power at Coleson Cove, and the project was subsequently registered for screening under the Environmental Impact Assessment Regulation of the *Clean Environment Act*.

On October 31, 2001, a decision by the Minister of the Environment and Local Government required that the project undergo an Environmental Impact Assessment (EIA) as per the Regulation.

Initial public consultation on the Project began on November 15, 2001, with the release of the Draft Guidelines and a period of thirty days set aside for public comment. Final Guidelines were issued to NB Power on January 15, 2002.

NB Power prepared its Terms of Reference, describing in detail the approach to be used by the study team during its investigations. These were reviewed and accepted by the Technical Review Committee (TRC), a group of agencies appointed to review an undertaking in accordance with the Regulation. The TRC for this project consisted on representatives from the following agencies:

NB Department of the Environment and Local Government
NB Department of Natural Resources and Energy
NB Department of Health and Wellness
NB Department of Agriculture, Fisheries and Aquaculture
NB Department of Transportation
NB Culture and Sport Secretariat
NB Workers Health, Safety and Compensation Commission
City of Saint John
Saint John Port Authority
Environment Canada

Fisheries and Oceans Canada
Transport Canada – Marine Safety
Atlantic Pilotage Authority

The Minister of the Environment and Local Government accepted the final EIA report on June 17, 2002, as a document that satisfied the requirements set out in the Final Guidelines and in accordance with the EIA Regulation.

Copies of the full EIA report, a Summary of the Report and the TRC's General Review Statement were made available to the public on June 26, 2002, marking the beginning of the next phase of the public consultation process.

In July, the Department of the Environment and Local Government facilitated two public meetings: at the Coastal Inn in Saint John on July 25, and at the Lorneville Community Centre in Lorneville on July 30, 2002. After the second of these meetings, a period of 15 days was allowed for the public to submit any written comments to the Minister of the Environment and Local Government.

ISSUES OF CONCERN

Project Rationale

Load Forecast

It was felt that generating 1050 MW of electricity at Coleson Cove was unnecessary, especially since up to 62% of the power is exported to the United States annually.

Response:

At a public hearing in June, 2001, the New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities (PUB) considered whether NB Power will require the electricity presently generated by Coleson Cove. NB Power provided a load forecast for 2002 – 2011 which contained its estimate of peak demand and the amount of generation capacity required to meet that demand. In New Brunswick, the peak demand typically coincides with the coldest day of the year. The PUB considered the load forecast for Coleson Cove to be reasonable, and concluded that the approximately 1000 MW of generating capacity represented by Coleson Cove is a necessary component of NB Power's system.

Project Costs

Questions were raised concerning the relative costs of the alternatives for refurbishing Coleson Cove, and what energy savings New Brunswickers could expect to gain if this Project were approved.

Response:

The economic regulator of NB Power, the PUB, held hearings in January 2002 on the Coleson Cove refurbishment in which a host of issues were examined, including costing of fuel supply options. The Board recommended that the refurbishment of the Coleson Cove generating facility proceed using Orimulsion®, which was determined to be the lowest cost option.

Some of the public comments received stated that the new pollution control equipment should be immediately installed on the existing Coleson Cove facility, at a cost of $400 million. It should be noted that this amount, in fact, refers only to the capital costs of the pollution control equipment and does not include other costs associated with a refurbishment, nor the costs of buying #6 fuel oil until 2030. See "Comparison of Generating Alternatives at Coleson Cove" (Table 4.15 of Appendix B) for more information on cost differences.

Following the public meeting of July 30, 2002, DELG asked NB Power to supply rates for the fuel supply options considered. (See Table 1 of Appendix A. Please note that these rates do not include transmission and other system costs.) The cost of generating electricity using Orimulsion®, at 4.4¢/kwh in 2006, would result in neither an increase

nor a decrease of rates to the rate payer. The 400 MW combined cycle natural gas plus 664 MW fuel oil #6 has a generation cost of 5.6¢/kwh, a 27% increase compared to the Orimulsion® alternative.

Orimulsion® Fuel

Orimulsion® has been called by some the "dirtiest fuel in the world," and questions were raised regarding the fuel's accessibility and acceptability. There was concern that an interruption in the fuel supply and/or a change in price were possible due to the political instability in Venezuela, where the only supplier is located.

Response:

Orimulsion® is a liquid fossil fuel consisting of an emulsion of approximately 70% bitumen (a naturally occurring heavy petroleum material) from the Orinoco region of Venezuela, approximately 30% water, and a small amount of surfactant. The surfactant is used to keep the bitumen in suspension. It contains alcohol ethoxylates (AE) and monoethanolamine (MEA), and has no reproductive or mutative properties. The products of the surfactant's combustion would be carbon dioxide and water.

The physical, chemical, toxicological properties, as well as the behaviour of Orimulsion® in a marine environment can be found in the EIA Report.

Compared to the #6 fuel oil currently burned at Coleson Cove, Orimulsion® has elevated levels of nickel (Ni) and vanadium (V): Ni = 39 ppm for #6 fuel oil, 75 ppm for Orimulsion®; V = 255 ppm for #6 fuel oil and 320 ppm for Orimulsion®.

The United States Environmental Protection Agency (USEPA) provided a report to the US Congress in July 2001, concluding that uncontrolled emissions of air pollutants from Orimulsion® are not fundamentally different in character from those from other fossil fuels. Orimulsion® will in general emit more pollutants than natural gas, about the same as #6 fuel oil and less than pulverized coal. Particles from uncontrolled Orimulsion® combustion are generally smaller than those from #6 fuel oil.

The USEPA confirms that commercially available control technologies, appropriately designed and operated, are capable of controlling air pollutant emissions from the combustion of Orimulsion®. The pollution control equipment ensures that even the ultrafine particulates will be substantially reduced. (See Table 2 in Appendix A for details.)

The issue of interruption of fuel supply was considered as part of the PUB hearings in January 2002 as it was considered to be a financial risk. From an environmental perspective, a refurbished Coleson Cove with all the environmental controls would be able to return to burning #6 fuel oil if there were an interruption in the supply of Orimulsion®.

Project Alternatives

Alternative Sources

Further study of other options, including the combined natural gas turbine unit alternative, the blended low sulphur fuel oil option, and wind generation, was requested.

It was suggested that the emissions per unit of electricity generated by the various alternatives be compared among the various alternatives, to give a clearer understanding of their impacts. Particle size and heavy metal emissions should also be compared.

Response:

NB Power examined 15 power supply options which could replace the energy supplied by the Coleson Cove Generation Station. These 15 options were assessed on the basis of economic viability, reliability of supply, and environmental acceptability. Three feasible options were evaluated in further detail at the PUB hearing: Orimulsion® conversion; a modification of the existing Coleson Cove operation – oil blend (1% and 3% sulphur fuel oil #6) with NOx controls; and a new combined cycle gas unit – construction of a new 400 MW natural gas combined cycle, in combination with 664 MW of oil blend and NOx controls to be introduced in 2014. Wind generation was not considered as a feasible option due to the unreliability of the supply.

The EIA report (section 4.9) provides a comprehensive discussion of alternatives, intended to provide the reader with a clear understanding of environmental factors as well as the differences in emission rates and costs.

The Department, through the public review of the Draft Guidelines for this project, was asked to look at natural gas exclusively as one of the alternatives: this is included in Section 4.9 of the EIA Report. Additionally, natural gas as an option was included in the Human Health Risk Assessment Report (AMEC, 2002).

At the Saint John public meeting, an organization requested that in addition to the natural gas only option, the three feasible options from the PUB be included in the alternatives section of the EIA report. Two of the three options were examined in the EIA report, but the 400 MW natural gas combined cycle, in combination with 664 MW of #6 oil blend (with NOx controls installed in 2014), has been added to a revised Table 4.15 and can be found in Appendix B of this report. This table also includes the emissions per unit of electricity, as requested.

Particle size and heavy metal emissions for each of the alternatives can be found in Table 2 of Appendix A.

As an aside, the Province continues to work to have gas more widely available and used in the most appropriate and efficient manner. Natural gas has the potential to significantly reduce our dependence on electricity, as was made clear by NB Power in the PUB hearing on Coleson Cove. At this time, we believe that direct use of gas (for space and

water heating, cooking and drying) maximizes the benefits to the public. Some use of gas to generate electricity has been and will be approved; for the most part, however, such facilities will need to employ high-efficiency technology to be economically feasible and to generate the required benefits.

Air Quality

Greenhouse gases (GHG)

Since Coleson Cove is responsible for 20% of all greenhouse gases in New Brunswick, it was felt that this facility is a key determinant to New Brunswick achieving meaningful greenhouse gas reductions, and that a reduction of 3 to 4% was "insignificant."

Response:

The reduction of 3-4 % is based on the facility running at 65% capacity, and that is the normal operating capacity for Coleson Cove. However, NB Power has stated that during the Point Lepreau outage they would need to run at 85% capacity, resulting in a 27% increase in CO_2 emissions rather than a reduction.

Prime Minister Chretien has stated that the Kyoto Protocol will go to Parliament for a vote by the end of 2002. If approved, this would require a reduction in GHG tonnages to 6% below 1990 levels between 2008 and 2012. Also, the New England Governors/Eastern Canadian Premiers (NEG/ECP) August 2001 Climate Change Action Plan sets regional objectives for the reduction of greenhouse gases.

The Province of New Brunswick is currently in the process of developing a Climate Change Action Plan. This is intended to be the mechanism for establishing programs for renewable energy, energy efficiency and promoting cogeneration while ensuring that the Province's greenhouse gas objectives are met.

In the absence of direction for individual sources in New Brunswick, the Technical Review Committee (TRC) asked NB Power to provide a plan for greenhouse gas management. The TRC requested evidence to show that, with the proposed refurbishment project, NB Power could still reduce greenhouse gases system-wide in the future. Options for this plan (which is contained in the EIA report) includes reduction of exports; redispatching of Orimulsion® ahead of coal, which produces higher CO_2 emissions; encouragement of demand-side management and fuel switching, production of electricity through renewable sources, and sponsorship of GHG offset projects such as methane capture from landfills.

Facility Emissions

Concerns were expressed about the emissions from heavy metals, such as vanadium, mercury and nickel, and whether the scrubbers would capture these ultra fine particulates.

The Air Quality Assessment analysis of VOCs and acid aerosols was seen as inadequate, given that the Saint John area is considered to be one of Canada's three "hot spots" for ozone.

Response:

Much of the public concern about the emissions from burning Orimulsion® came from reports from the United Kingdom, where Orimulsion® was burned without pollution control equipment.

The pollution control technology that is being proposed for this facility includes flue gas desulphurisation (FGD) for the control of the sulphur emissions, a wet electrostatic precipitator (WESP) to capture fine particulate, including sulphur trioxide (SO_3), and pollution prevention technology (including a reburn combustion system) to reduce NOx. Nickel and vanadium are, like other metals, captured primarily through control of solid particles in the electrostatic precipitators.

Emissions of NOx are produced in a boiler, primarily at the burners, when the molecular nitrogen and oxygen in the combustion air react at a high temperature (1400°C) with the nitrogen in the fuel. The reburn combustion system proposed for NOx control manages the combustion temperature and prevents the formation of the NOx in the boiler.

The FGD works by showering the flue gas with a limestone slurry, which chemically reacts with the SO_2 in the gas to form calcium sulphite (gypsum). The desulphurized gas leaves the FGD, and water is removed from the gypsum slurry to form a gypsum cake, suitable for wallboard production.

The flue gas leaves the FGD and enters the WESP where high-voltage electric fields are impose an electrical charge on the particulates in the gas, causing them to collect on oppositely charged collection plates. The collector plates are washed with water and the particulates are washed back and collected in the FGD system. The flue gas then passes through mist eliminators to remove entrained moisture droplets before exiting out the stack.

The wet electrostatic precipitator (WESP) is commonly used in the refining and mining industry, with more recent application in the power industry. The WESP is used on power generation facilities in New Brunswick and the United States. The configuration for the WESP at Coleson Cove will have 3 layers of 4 units each of collector plates, and one of the 12 units will be washed at a time. In combination with the existing electrostatic precipitators, the WESP will lead to a 75% reduction in total particulate emissions.

There are currently 7 units that use flue gas desulfurization (FGD) technology for controlling SO_2 emissions from Orimulsion®. These are found in New Brunswick, Denmark, Italy and Japan. NOx control technologies are currently being applied at plants burning Orimulsion® in Denmark, Italy and Japan. The USEPA confirmed in its 2001 study on Orimulsion® that the combination of FGD, WESP and reburn technology can effectively reduce emissions to very low levels.

The configuration for the control equipment proposed for Coleson Cove is more efficient than that at Dalhousie. The Coleson Cove project is proposing to have twin FGD towers with twin WESPs, each designed to handle 525 MW of generating capacity. If one FGD and/or WESP were to malfunction, NB Power would drop capacity and route the flue gases to the second FGD and WESP system. Additionally, the plant would not be permitted to operate without the pollution control equipment functional. This is a condition of the EIA Approval and would be included in the Approval to Operate.

Orimulsion® contains limited mercury. With the refurbishment, Coleson Cove's mercury emission rate at 65% capacity is estimated to be 1.46 kg/year, compared to the 9.90 kg/year currently emitted.

Initiatives for controlling mercury are underway through the Canada-Wide Standards (CWS) for Mercury, as well as through the Mercury Action Plan of the Conference of New England Governors and Eastern Canadian Premiers (NEG/ECP). The CWS process, while still ongoing for the electric utility sector, is examining the feasibility of emission reductions from utility boilers. Meanwhile, the NEG/ECP have moved forward with their Mercury Action Plan to set reduction targets and as a result, reductions in mercury emissions in the NEG/ECP region of 20-50% by 2005 and 60-90% by 2010 from coal-fired electric utility boilers will be required. These are regional goals, but it is expected that member jurisdictions would contribute by controlling emissions in their respective states and provinces.

NB Power mercury emissions are approximately 1/3 of New Brunswick's provincial emissions, but are expected to have been reduced by about 15% as Belledune stopped using indigenous coal in 2002. The Grand Lake Generating Station is a significant source, emitting approximately 104 kilograms of mercury from the stack in 2000. The refurbished Coleson Cove facility is not a key component of NB Power's initiatives to control mercury emissions, however, as its emission rate is already very low.

Emissions of the components that form ozone will be substantially reduced by the refurbishment, mainly due to the new emissions control equipment and to the fact that Orimulsion® contains very limited volatile organic compounds (VOCs).

The periodic episodes of acid aerosols in New Brunswick are primarily caused by transport of air pollutants from the United States. The contribution of Coleson Cove after refurbishment to the current measured acid load will be reduced and will be less than 0.3% to the Saint John area environment.

In summary, the environmental controls proposed for a refurbished Coleson Cove generating station promise positive air quality benefits from the point of view of air contaminants. Reductions in stack emission rates of 77% are anticipated for sulphur dioxide (SO_2), 70% for nitrogen oxide (NOx) and 75% for particulate matter or total suspended particulates (TSP), including ultra fine particulates (PM –1).

Monitoring System

It was emphasized that there is a need for a more extensive monitoring system in order to get a real picture of stack emissions.

Response:

A condition of the EIA approval requires NB Power to submit a plan for the installation of additional ambient monitoring stations, to validate the predictions made in the air quality dispersion modeling analysis. This plan is to be submitted to DELG as part of the facility's application for an Approval to Operate.

Human Health & Safety

Human Health Risk Assessment

It was felt that there were many "deficiencies" in the Human Health Risk Assessment (HHRA). Some of the areas of concern included: the consideration of the cumulative effects of pollution; the determination made of the asthma rate in Saint John; the completeness of the literature review conducted; the health effects of shellfish consumption by humans as a result of a spill; the low level of local deposition rates referenced, and the deposition of fog. It was stated that Orimulsion® contains more toxic, cancer-causing substances than fuel oil.

Response:

The purpose of a Human Health Risk Assessment (HHRA) for a proposed facility or project is to determine if the facility or project poses acceptable or unacceptable risks. The Coleson Cove HHRA (AMEC, 2002) was the result of extensive scientific analysis by a number of experts and was reviewed by the Technical Review Committee (TRC) including the NB Department of Health and Wellness.

The HHRA assessed the estimated risk from the proposed facility if it operated for 30 years. The report states that there is a high degree of certainty that no adverse human health effects will occur as a result of the refurbishment project. It concluded that the reduction in emissions of respirable particulate matter and other pollutants associated with the project indicate a net public health benefit.

The public further asked about the cumulative health effects of pollution. The estimated risks posed to residents of Saint John from all sources of pollution, both current and past, would indeed be higher than the risks estimated in the HHRA, since the study was limited to the outputs for the Coleson Cove facility.

Government is aware that people are exposed to pollutants from many sources, both current and past, and has set a stringent standard to address the issue of cumulative exposure. Under these standards, the acceptable cancer risk benchmark for projects of

this nature is 1 x 10^{-5} or one additional cancer in 100,000 people over the lifetime of the project. No estimated lifetime cancer risk for this project was higher than 3 x 10^{-7}, which is less than the cancer risk benchmark

It should be noted that metal emission levels will be greatly reduced with the proposed refurbishment. Mercury emissions from Coleson Cove are expected to be reduced by 85% or more, arsenic by 93%, beryllium by 89%, cadmium by 93%, chromium by 90%, lead by 99.96%, nickel by 86% and vanadium by 91%.

A comment from the public indicated that the asthma analysis for the Human Health Risk Assessment was flawed. The Department of Health and Wellness (DHW), as a member of the Technical Review Committee, acknowledges that there are some limitations to health statistics available to consultants (or the public) undertaking these type of analyses. It was confirmed that the pollutants that exacerbate pre-existing asthma would be reduced as a result of the refurbishment.

The primary task defined in the Terms of Reference for NB Power's EIA was to execute a quantitative risk assessment of the Coleson Cove Generating Station assuming three different fueling scenarios. This task did not require any review of medical or toxicological literature. Additionally, the Terms of Reference required a summary of key scientific studies performed on respirable particulate matter to be undertaken and a requirement that these should then be viewed in relation to the estimated ground level concentrations from the Coleson Cove facility on the air quality in Saint John.

The report indicated that, based on a review of studies performed in Canada and the United States, reductions in ambient concentrations of ozone, sulphur dioxide, nitrogen dioxide, carbon monoxide and/or respirable particulate matter are expected to result in health benefits. For this project, the maximum ground-level concentrations from stack emissions (predicted from the dispersion modelling) are expected to be substantially lower than those of the existing plant, and well below the regulatory standards.

The issue of acid fog, which is also known as acid aerosols, was discussed in the Air Quality Section, above, under the heading of Facility Emissions.

Orimulsion® contains similar amounts of metals to #6 fuel oil, and lower amounts of the organic chemicals known to be toxic or potentially carcinogenic. The emissions of these pollutants would be lower with the use of Orimulsion® because of the large reductions in emissions of particulate matter that would accompany the proposed refurbishment.

Marine Ecosystem

Questions included how Orimulsion® could be offloaded safely in the midst of high Bay of Fundy tides, how the fuel could be contained, and what safety precautions would be in place to reduce the risk of potential impacts. Concern was also expressed as to whether all protection strategies would actually be in place in the event of an Orimulsion® spill,

and whether staff would be specially trained to handle Orimulsion®. The issue of traffic congestion in the Bay was another concern.

Response:

Canaport Limited, the Terminal Operator in Saint John, has been in operation and accepting fuel oil deliveries since 1970. Operated by the Irving Oil organization, Canaport has well-established rules, procedures and guidelines for operational safety such as ship vetting, cargo handling, and monitoring of ships moored at the Canaport monobuoy, tug escorting and assistance, and weather monitoring. These procedures take into consideration the high Bay of Fundy tides.

All tankers crossing the Bay of Fundy to and from the Mispec and Courtenay Bay Terminals utilize an established Vessel Traffic Management system operated by the Canadian Coast Guard, which monitors a vessel's passage throughout the entire Bay of Fundy. This system monitors the approaches to and from the Canaport monobuoy, all anchorages, and the monobuoy itself, by radar and radio, 24 hours a day.

As a result of this project, 29 oil tankers will be displaced annually from within the Saint John Harbour, and will be replaced by 14 Orimulsion® tankers at the Canaport monobuoy approximately 1,000 metres off shore. The use of the Canaport monobuoy will increase from the existing 35% to approximately 42%. The Technical Review Committee has confirmed that this will not result in increased environmental risk.

In accordance with the Canada *Shipping Act*, the ships delivering Orimulsion® must have a contract with the Atlantic Emergency Response Team (ALERT), the Certified Response Organization for the area, in order to enter Canadian waters. Orimulsion® spill-specific equipment would be available through ALERT.

The Canada *Shipping Act* requires ALERT to have a Response Plan including procedures, personnel and equipment to allow it to respond to a spill within specific time-lines. The *Act* includes a requirement that the Plan be exercised, and that training take place. ALERT must submit its Response Plan and equipment list to the Coast Guard as part of its on-going certification.

In addition, the Oil Handling Facility Regulations under the Canada *Shipping Act* requires the operator of the Canaport monobuoy to have a spill response plan, and the personnel and equipment to be able to conduct the initial response in the event of an incident at the monobuoy.

As part of the Project, NB Power and Bitor would be required to work with ALERT and the operator to identify response strategies, additional equipment, and training consistent with these requirements.

Impacts of Potential Spills on Bay of Fundy

Concerns were expressed about the potential impacts of accidental fuel spills in the Bay of Fundy during transportation and/or offloading operations. It was felt that an Orimulsion® spill would potentially be worse than an oil spill because, unlike oil, it disperses in the water.

Response:

A component of the EIA Guidelines was the requirement to undertake a comparative ecological risk assessment (CERA) of spills of Orimulsion® versus fuel oil # 6 in the Bay of Fundy. The CERA concludes that due to the behaviour, the biological effect and the reduced toxicological properties of Orimulsion®, the ecological risks to the Bay of Fundy ecosystems would be lower than the existing risks from spills of fuel oil #6.

Based on these ecological consequences and the reduced probability of spills because of the preventative measures planned, the CERA further concludes that the transportation spills of Orimulsion® in the Bay of Fundy present a lower ecological risk to aquatic resources than that which presently exists from shipments of fuel oil #6.

Preventive Measures

It was recommended that, effective immediately, NB Power be required to specify in their oil purchase contracts that the oil for Coleson Cove be delivered by double-hulled tankers only.

Response:

The Canada *Shipping Act* requires that all oil-carrying vessels be double-hulled by 2015. The spill prevention measures required by Bitor are voluntary, pro-active measures, which have been successful to date in preventing an accidental spill of Orimulsion® into the marine environment, and these do include the use of double-hulled vessels only.

Terrestrial, Wetland and Freshwater Considerations

There were concerns regarding the possible impacts of accidental spills from the pipeline and the Solid Waste Management Area (SWMA). Impacts of pipeline construction on terrestrial and wetland life, as well as groundwater, surface water quality and fisheries resources were additional concerns.

Fuel Delivery Study

The EIA's Fuel Delivery Study was criticized for a lack of details on plans for the proposed pipeline, including location and operation, the industry standard, mitigation measures, construction practices, and who regulates it. Potential impacts from the transportation of ATVs on the pipeline right-of-way were expressed as another concern.

It was noted that information regarding the pipeline integrity, the action plan for maintenance, and the maintenance schedule should be registered and reviewed by the TRC as part of the Project's assessment.

Response:

The Fuel Delivery Study (AMEC, 2002) discussed both the existing Lorneville pipeline and the new pipeline from Canaport to Bayside Drive.

A condition of the EIA Approval states that "notwithstanding any further decisions or approvals by the Minister of the Department of Natural Resources and Energy to refer the existing Lorneville pipeline to the Board of Commissioners of Public Utilities or to make other decisions which may be required for the operation of the pipeline, the existing Lorneville pipeline shall not be used by NB Power or any other person except if it is maintained as a minimum in accordance with the maintenance recommendations referenced in the report entitled 12-inch Lorneville Pipeline Analysis, by Mark R. O'Neill & Associates – March 25, 2002." These maintenance recommendations include a 5-year anomaly remediation (repair) plan, a 30-year integrity plan including new surveys of the pipeline and repairs as necessary, as well as a corrosion control and low potential action plan (including annual corrosion protection inspections and improvements to the cathodic protection system).

A PUB hearing would be required for the construction of a new pipeline, during which the specifics of route selection, environmental considerations and construction practices would be available for public scrutiny.

Since the conceptual routes for the new pipeline all follow existing right-of-ways, there would be no increase in available ATV access.

Effects on Freshwater Supply

There were questions regarding the potential impacts to the City's Spruce Lake freshwater supply, including any future effect on the City's "old and vulnerable" water pumping equipment and piping systems.

It was noted that the cumulative effect of increased water use and its impact on wetland habitat and species within the Loch Alva Protected Area should be studied and clearly identified.

It was also questioned whether more recent climate data would have a bearing on the assessment.

Response:

The existing water line from the Spruce Lake system to Coleson Cove was built around the same time as the Coleson Cove station, in 1976, and remains in good condition. It was constructed to provide water to the NB Power facility and to future industrial

operations within the Lorneville Industrial Park. As other industrial users did not locate to the Industrial Park, the sole demand on the water line is now Coleson Cove.

The total daily water usage from the Spruce Lake system is approximately 10 million gallons, of which Coleson Cove currently uses about 8 percent. After the refurbishment, it would require approximately another 1 million gallons per day, bringing the total withdrawal from the Spruce Lake system to 11 million gallons per day.

NB Power was asked to consider the ecological effects on fish habitat and vegetation of the additional drawdown proposed for the Spruce Lake/Musquash watershed. The level of impact was determined to be similar to that of wave action, and not significant.

The Surface Water Supply Study (Jacques Whitford, 2002) was based on data up to and including the year 2000. A review of the more recent 2001 climatic data does not alter the study's conclusion that the Musquash system can meet the increased water demand from the Coleson Cove refurbishment project.

Musquash Marine Protected Area

It was noted that the EIA report failed to recognize the Musquash Watershed and Estuary as a proposed Marine Protected Area (MPA).

Response:

The Musquash Estuary was examined as part of the Comparative Ecological Risk Assessment (AMEC, 2002) which determined that there would be a lower probability of risk using Orimulsion® in comparison to #6 fuel oil. The Musquash Watershed was identified in the Environmental Background Study for the Solid Waste Storage and Disposal Area (Jacques Whitford, 2002).

Impacts on Fish, Marine and Wildlife Habitat

There were concerns regarding the close proximity of the proposed Solid Waste Management Area (SWMA) to Shannon Lake which could present direct risk to the Musquash Estuary and the possible impacts of accidental spills on the habitat of fish, marine and wildlife from the proposed pipeline.

Questions were raised about the amount of gypsum that would be stored during the life of the project.

Response:

If a leak from the existing pipeline were to occur in the vicinity of the Saint John river, the extremely high currents and turbulents of the Reversing Ralls area of the Saint John river would rapidly entrain and disperse both fuel oil #6 and Orimulsion®. Both fuels are likely to oil the shoreline and have similar effects under these circumstances. The integrity of the pipeline, however will be maintained in accordance with the response to the Fuel Delivery Study referenced above.

The Environmental Background Study for the solid waste management area determined that a landfill, properly constructed to DELG standards (with clay liner, geomembrane and leachate collection), would not impact Shannon Lake. However, it has been determined that there should be sufficient space to move the landfill out of the Shannon Lake Watershed. This is a condition in the EIA approval.

Another condition of the EIA approval states that only wastewater treatment sludge and off-spec gypsum can be landfilled. All marketable gypsum is therefore required to be sold, not landfilled.

Transportation

Road access, traffic congestion, traffic safety and road infrastructure were the primary transportation concerns.

It was pointed out that the assessment of emissions from vehicle traffic didn't include PAHs, benzene and other harmful toxins found in VOCs. In addition, emissions from vehicle traffic to the operation of the Coleson Cove facility were estimated on the basis of traffic volumes only, with no consideration given to idling times.

Effects of Increased Traffic

There were concerns about the additional impacts of 1,680 construction vehicles as predicted by the EIA report. The fact that there is only one route in and out of the Lorneville community was of primary concern to local residents.

Response:

The Transportation Study (ADI, 2002) analyzed traffic congestion, safety and road infrastructure. The only item highlighted was a safety concern regarding the traffic volume, during the construction period, at the intersection of the King William Road with the off-ramp from Highway 1. It was recommended that a light be installed at this location to accommodate the 1680 total vehicles (840 entering the site, 840 leaving the site) during construction.

The public has expressed concerns, however, with the intersection of the Lorneville Road and the King William Road, especially at shift changes for construction workers. A condition of the EIA Approval states that monitoring and assessment of traffic during construction shall be undertaken in consultation with the local community, and remedial measures will be implemented by NB Power as required.

DOT has confirmed that there had been an at-grade crossing on Route 1 and a cross-over at the median to enter Burchill Road. It required traffic to stop and turn left on a high-speed highway: a very dangerous situation, which DOT changed by routing traffic to the King William Road. This is seen to be an issue outside of the scope of this review.

The Supplemental Study (Jacques Whitford, 2002) examined the potential air impacts of traffic and determined that the increase in emissions would be negligible. On the issue of idling, NB Power has developed a policy on vehicle idling intended to minimize fuel consumption and emissions of combustion gases during operation of the entire fleet of NB Power vehicles.

EIA Process

The majority of the people who took part in the public meetings did not favour the existing EIA process as outlined in New Brunswick's Environmental Impact Assessment Regulation, and a review of the Regulation was requested. It was felt that the current process does not lend itself to adequate public input. Because the decision maker (i.e. Cabinet) was not in the room, participants described the current EIA process as "not fair, transparent or open." The lack of intervener funding or reimbursement for costs associated with the public participation process was also noted.

Response:

While this issue is considered to be outside of the scope of this project, DELG is aware of concerns surrounding the current EIA Regulation. The Department would require Government's permission to actively consult on modification to the EIA process and/or to make any regulatory changes. Commentary on this and other public involvement processes nonetheless continues to be of value to the Department.

APPENDIX A

TABLE 1

COMPARISON OF AIR EMISSIONS AND COSTS FROM GENERATION ALTERNATIVES AT COLESON COVE
08-Oct-02

	existing situation (fuel oil no. 6 with dry precipitator)	fuel oil no. 6 (with NOx control and blended fuel)	Orimulsion® Project	Natural Gas Exclusively	400 MW NG Combined Cycle + 664 MW Fuel Oil #6 (NOx controls only in 2014)
Tonnages at **65%** capacity (tonnes)					
SO2	65,918	40,000	16,276	16	27,127
NOx	17,632	5,425	5,425	5,425	8,138
Particulate	1,112	1,085	271	27	542.5
CO2	4,611,520	4,611,520	4,475,887	3,336,570	3,146,684
Tonnages at **85%** capacity					
SO2	86,200	52,146	21,284	21	35,473
NOx	23,058	7,095	7,095	7,095	10,642
Particulate	1,454	1,419	355	35	709
CO2	6,030,449	6,030,449	5,853,083	4,363,207	4,114,895
Percent reduction from existing capacity situation - **65%**					
SO2		39%	75%	100%	59%
NOx		69%	69%	69%	54%
Particulate		2%	76%	98%	51%
CO2		0%	3%	28%	32%
Percent reduction (increase) from existing capacity situation - **85%**					
SO2		21%	68%	100%	46%
NOx		60%	60%	60%	40%
Particulate		-28%	68%	97%	36%
CO2		-31%	-27%	5%	11%

Net Present Value Differential Cost (2001$)	$400 Million more than base case	Base Case	$1200 Million more than base case	$500 Million more than base case
Cost to Generate in 2006 (¢ per kilowatt hour)	5.4	4.4	7.9	5.6

TABLE 2

COMPARISION OF AIR EMISSIONS FROM GENERATION ALTERNATIVES AT COLESON COVE

08-Oct-02

	existing situation (fuel oil no. 6 with dry precipitator)	fuel oil no. 6 (with NOx control and blended fuel)	Orimulsion® Project	Natural Gas Exclusively	400 MW NG Combined Cycle + 664 MW Fuel Oil #6 (NOx controls only in 2014)
Emissions at **65%** capacity (tonnes)					
SO2	65,918	40,000	16,276	16	27,127
NOx	17,632	5,425	5,425	5,425	8,138
Total Particulate	1,112	1,085	271	27	543
PM-10	910	888	230	27	446
PM-2.5	586	572	146	27	291
PM-1	517	505	129	27	258
Nickel	12	11	1.6	0	5.5
Vanadium	76	74	7.2	0	36
CO2	4,611,520	4,611,520	4,475,887	3,336,570	3,146,684
Sulphate Deposition (kg/ha/year)	0.221	0.134	0.061	0.000055	0.094
Emission at **85%** capacity (tonnes)					
SO2	86,200	52,146	21,284	21	35,473
NOx	23,058	7,095	7,095	7,095	10,642
Total Particulate	1,454	1,419	355	35	709
PM-10	1,190	1,161	300	35	583
PM-2.5	767	748	191	35	380
PM-1	676	660	169	35	337
Nickel	15	15	2.2	0	7.2
Vanadium	99	97	9.4	0	48
CO2	6,030,449	6,030,449	5,853,083	4,363,207	4,114,895
Sulphate Deposition (kg/ha/year)	0.289	0.175	0.079	0.000071	0.163
Percent reduction from existing capacity situation - **65%**					
SO2		39%	75%	100%	59%
NOx		69%	69%	69%	54%
Total Particulate		2%	76%	98%	51%
PM-10		2%	75%	97%	51%
PM-2.5		2%	75%	95%	50%
PM-1		2%	75%	95%	50%
Nickel		2%	86%	100%	52%
Vanadium		2%	91%	100%	52%
CO2		0%	3%	28%	32%
Sulphate Deposition		39%	73%	100%	57%
Percent reduction (increase) from existing capacity situation - **85%**					
SO2		21%	68%	100%	46%
NOx		60%	60%	60%	40%
Particulate		-28%	68%	97%	36%
PM-10		-28%	67%	96%	36%
PM-2.5		-28%	67%	94%	35%
PM-1		-28%	67%	93%	35%
Nickel		-28%	81%	100%	37%
Vanadium		-28%	88%	100%	37%
CO2		-31%	-27%	5%	11%
Sulphate Deposition		21%	64%	100%	26%

APPENDIX B

Modified TABLE 4.15 from EIA Report Comparison of Generation Alternatives at Coleson Cove[1, 2]

Factors Impacted by Choice of Fuel	Current Fuel Oil #6 (with NOx Control and blended fuel) [Option reviewed in EIA report and one of top three options reviewed at PUB]	Orimulsion® Project [Option reviewed in EIA report and one of top three options at reviewed at PUB]	Natural Gas Exclusively [Option reviewed in EIA report]	400 MW NG Combined Cycle + 664 MW Fuel Oil #6 (NOx controls to be included in 2014) [One of top three options reviewed at PUB]
Operation Efficiency	No Change	Small efficiency gain	•Reduction in efficiency •Cost efficient for only low capacity peaking services	•Fuel Oil #6: Efficiency of oil units unchanged •NGCC: Energy efficiency gains for combined cycle unit
Equipment Installation / Upgrades	•Generator rewind •Boiler and plant repairs to ensure reliability •Low NOx burners and reburn capability to control NOx emissions •Upgrade of Distributed Control System •Complete capital repairs to correct problems that are causing current derations	•Boiler modifications •Upgrade the Distributed Control System •New fuel offloading facility •New pipeline •Generator rewind •Flue gas desulphurisation (scrubber) •Low NOx burners and fuel reburn capability WESP to reduce SO_3 and particulate emissions	•Installation of low NOx burners and reburn capability to control NOx emissions •Upgrades to Distributed Control System •Upgrade boiler surface to achieve rated capacity.	•Fuel Oil #6 Units: •Generator rewind •Upgrade control system • •NGCC: •New Stack •Gas turbine •Heat recovery boiler •Extension of existing cooling water systems •Electrical transmission connections •Low NOx burners and reburn capability
Air Emissions	Does not meet current standard for SO_2 but meets current NOx and PM standard. It does not meet proposed future standards for SO_2 or PM. Where they are not new units and significantly improved emissions control measures will be implemented for NOx, this fulfils condition 2(2) of the existing and proposed Federal Thermal Power.	Meets current standards and where they are not new units and significantly improved emissions control measures will be implemented, this fulfills condition 2(2) of the existing and proposed Federal Thermal Power Generation Emissions – National Guidelines for Stationary Sources.	Meets proposed future standards for SO_2 and PM. Where they are not new units and significantly improved emissions control measures will be implemented for NOx, this fulfils condition 2(2) of the existing and proposed Federal Thermal Power Generation Emissions – National Guidelines for Stationary Sources concerning NOx.	Fuel Oil #6 units: Do not meet current or proposed future SO_2 and NOx point source guidelines for new units. NGCC unit: Would meet the applicable standards in place during the registration process.

Modified TABLE 4.15 from EIA Report Comparison of Generation Alternatives at Coleson Cove[1, 2]

Factors Impacted by Choice of Fuel	Current Fuel Oil #6 (with NOx Control and blended fuel) [Option reviewed in EIA report and one of top three options reviewed at PUB]	Orimulsion® Project [Option reviewed in EIA report and one of top three options at reviewed at PUB]	Natural Gas Exclusively [Option reviewed in EIA report]	400 MW NG Combined Cycle + 664 MW Fuel Oil #6 (NOx controls to be included in 2014) [One of top three options reviewed at PUB]
Air Emissions (Cont'd)	Generation Emissions- National Guidelines for Stationary Sources concerning NOx. Emissions are: SO_2 – 2.63 lb/MMBtu (0.024 lb/kWh) NOx – 0.21 lb/MMBtu (0.002 lb/kWh) PM – 0.045 lb/MMBtu (0.0004 lb/kWh) CO_2 175 lb/MMBtu (1.70 lb/kWh)	Emissions are: SO_2 – 0.60 lb/MMBtu (0.006 lb/kWh) NOx – 0.21 lb/MMBtu (0.002 lb/kWh) PM – 0.01 lb/MMBtu (0.0001 lb/kWh) CO_2-170 bl/MMBtu (1.65 lb/kWh)	Emissions are: SO_2 – 0.0006 lb/MMBtu (0.000006 lb/kwh) NOx – 0.15 lb/MMBtu (0.002 lb/kWh) PM – 0.001 lb/MMBtu (0.00001 lb/kWh) CO_2 – 122 lb/MMBtu (1.23 lb/kWh)	Equivalent to 65% overall capacity of the Orimulsion® project, with 95% dispatch for NGCC, average station emission rates are: SO_2 – 1.07 lb/MMBtu (0.01 lb/kWh) NOx – 0.34 lb/MMBtu (0.003 lb/kWh) PM 0.02 lb/MMBtu (0.0002 lb/kWh) CO_2 143 lb/MMBtu (1.16 lb/kWh)
Cost of Fuel	Expected increase in price due to future utilization of 1% sulphur fuel oil (if available) to meet emission reduction objectives and volatility of fuel oil prices	Stable Prices	Volatile price; unpredictable over the life of the Project.	•Oil – volatile, upward trend • •NG – Volatile price; unpredictable over the life of the Project.
Generation rate (2006 cents per kilowatt hour)	5.4 ¢/kwh	4.4 ¢/kwh	7.9 ¢/kwh	•5.6 ¢/kwh
Net Present Value Differential Cost (2001 $)	$400 Million more than Base Case	Base Case	$1200 Million more than Base Case	$500 Million more than base case
Construction	No additional construction required outside the CCGS. Would require additional landfill cells in future	•Upgrade of CCGS to burn new fuel •Construction of new pipeline from Canaport to east Saint John •Permanent RoW width of 9m •Temporary work areas in locations near watercourse and road crossings.	This alternative would require construction of new pipeline from Goldboro, NS to Coleson Cove. This assumes that there is sufficient gas supply and availability to operate the CCGS for the life of the Project.	NGCC facility would require construction of a new gas pipeline. At a minimum, the pipeline would have to be from the existing mainline (e.g. approximately 80 km., paralleling the existing lateral to Saint John).

Modified TABLE 4.15 from EIA Report Comparison of Generation Alternatives at Coleson Cove[1, 2]

Factors Impacted by Choice of Fuel	Current Fuel Oil #6 (with NOx Control and blended fuel) [Option reviewed in EIA report and one of top three options reviewed at PUB]	Orimulsion® Project [Option reviewed in EIA report and one of top three options at reviewed at PUB]	Natural Gas Exclusively [Option reviewed in EIA report]	400 MW NG Combined Cycle + 664 MW Fuel Oil #6 (NOx controls to be included in 2014) [One of top three options reviewed at PUB]
Construction (Cont'd)		• SWSDA • Fuel receiving and storage areas at Canaport • Pumping/booster stations. • Cathodic protection systems and facilities.	It is assumed that this construction involves twinning of the mainline to the Saint John Lateral Take-off (~510 km), and then follows the Saint John Lateral RoW to Ludgate Lake (~80 km), clear new RoW from Ludgate Lake to Coleson Cove (straight line ~ 5 km). Therefore a pipeline distance of up to 595 km. The pipeline would consist of a 30-inch diameter pipe, a 3 m wide trench, with a minimum of 1.5 m of cover over the pipe.	
Environmental constraints crossed by new construction	None – all construction would occur within the CCGS.	See Below	See Below	See Below
Terrestrial Environment[3, 4]:				
No. of ESAs	N/A	0	Unknown	Unknown
Archaeology	N/A	3.5 km	26.3 km	Unknown
Wetlands	N/A	0.002 km^2	0.1 km^2	0.02 km^2
Agricultural land (all types)	N/A	0	11.5 km	1.8 km
Permanent Sample Plots	N/A	0	0	0
No. of Watercourses	N/A	5 watercourses	~400 watercourses	~64 watercourses
Plantations	N/A	0	7.5 km	1.2 km
Water Supply Areas	N/A	~50 m through Zone B (exact delineation is not known, this is worst case)	6.1 km	1.0 km
Parks/Reserves	N/A	0	0	0
Deer Wintering Area	N/A	0	41.9 km	6.7 km

Modified TABLE 4.15 from EIA Report Comparison of Generation Alternatives at Coleson Cove[1, 2]

Factors Impacted by Choice of Fuel	Current Fuel Oil #6 (with NOx Control and blended fuel) [Option reviewed in EIA report and one of top three options reviewed at PUB]	Orimulsion® Project [Option reviewed in EIA report and one of top three options at reviewed at PUB]	Natural Gas Exclusively [Option reviewed in EIA report]	400 MW NG Combined Cycle + 664 MW Fuel Oil #6 (NOx controls to be included in 2014) [One of top three options reviewed at PUB]
Mature Coniferous Forest Habitat	N/A	0	23.7 km	14.2 km
Mineral/ Petroleum Claims	N/A	0	42.8 km	6.8 km
Marine Environment[2]	Refer to accidental spills, below.	Refer to accidental spills, below.	There would be no environmental issues with the marine ecosystem as the pipeline would be completely terrestrial.	Fuel Oil #6 units: refer to 'Accidental Spills' below. NGCC: no marine issues.
Human Health	SO_2 concentration of 18 ug/m^3 in Saint John. $PM_{2.5}$ - 9.0 $\mu g/m^3$ NO_2 - 14.5 $\mu g/m^3$ PM_{10} - 14.0 $\mu g/m^3$ Carcinogenic and non-carcinogenic risks are well below regulatory levels	SO_2 concentration of 17.5 μg /m^3 in Saint John. $PM_{2.5}$ - 8.995 $\mu g/m^3$ NO_2 - 14.4 $\mu g/m^3$ PM_{10} - 13.99 $\mu g/m^3$ Carcinogenic and non-carcinogenic risks are well below regulatory levels	SO_2 concentration of 16.5 $\mu g/m^3$ in Saint John. $PM_{2.5}$ - 8.988 $\mu g/m^3$ NO_2 - 14.2 $\mu g/m^3$ PM_{10} - 13.98 $\mu g/m^3$ Carcinogenic and non-carcinogenic risks are well below regulatory levels	When oil units are firing, ground level impacts would be similar to present 2-unit operation. Annual emission rates would be increased compared to Orimulsion® as would be exposure. Carcinogenic and non-carcinogenic risks are well below regulatory levels

Modified TABLE 4.15 from EIA Report Comparison of Generation Alternatives at Coleson Cove[1, 2]

Factors Impacted by Choice of Fuel	Current Fuel Oil #6 (with NOx Control and blended fuel) [Option reviewed in EIA report and one of top three options reviewed at PUB]	Orimulsion® Project [Option reviewed in EIA report and one of top three options at reviewed at PUB]	Natural Gas Exclusively [Option reviewed in EIA report]	400 MW NG Combined Cycle + 664 MW Fuel Oil #6 (NOx controls to be included in 2014) [One of top three options reviewed at PUB]
Accidental Spills	Three marine mammal species at risk, 8 marine fish species, 6 seabird species, 1 shorebird species, 3 marine invertebrate species and 5 shellfish species of ecological/social importance are at risk due to accidental spills. Less time for reaction to clean-up and protection of sensitive habitats because it is wind driven, high aromatics (more toxic), substantial harm to seabirds (high amount of oiling of feathers), higher likelihood of a larger spill and a spill to occur since approximately only 5% of vessels that are transporting Fuel Oil #6 are double-hulled.	Three marine mammal species at risk, 8 marine fish species, 6 seabird species, 1 shorebird species, 3 marine invertebrate species and 5 shellfish species of ecological/social importance are at risk due to accidental spills. More time for reaction to clean-up and protection of sensitive habitats because spills are current driven, few aromatics (less toxic), less harm expected to seabirds (less oiling of feathers), reduction in spill amounts and likelihood due to transportation by all double-hulled vessels.	There is no threat of spills along the natural gas pipeline, however, minor leaks of methane may occur at above ground facilities, such as at valve sites. Methane has an ignition temperature of 540° C and is flammable at concentrations between 5 and 15 % in air. Unconfined mixtures of methane in air are not explosive, however, a flammable concentration within an enclosed space in the presence of an ignition source can explode. Fugitive emissions, as well as those from maintenance activities will be rapidly dispersed to non-detectable levels. No effects on marine ecosystem.	Fuel oil #6 units: Existing risks would continue, although reduced number of shipments. NGCC: Risks are similar to those stated for 'Natural Gas Exclusively'.
Potential Commercial By- Products	Ash sold for vanadium recovery	Ash for vanadium recovery. Gypsum sold for wallboard production	None	Fuel oil #6 units: Ash sold for vanadium recovery. NGCC: None

Modified TABLE 4.15 from EIA Report Comparison of Generation Alternatives at Coleson Cove[1, 2]

Factors Impacted by Choice of Fuel	Current Fuel Oil #6 (with NOx Control and blended fuel) [Option reviewed in EIA report and one of top three options reviewed at PUB]	Orimulsion® Project [Option reviewed in EIA report and one of top three options at reviewed at PUB]	Natural Gas Exclusively [Option reviewed in EIA report]	400 MW NG Combined Cycle + 664 MW Fuel Oil #6 (NOx controls to be included in 2014) [One of top three options reviewed at PUB]
Socio-Economic Operations	No change	Increase of 4 direct jobs, plus spin off to transport jobs increased maintenance	Loss of jobs relative to today	Similar to base case
Socio-economic construction	Relatively small	Large	Large	Medium-large
Freshwater Usage	3,456 m^3/day	7,776 m^3/day	Up to 3,456 m^3/day	Up to 3,456 m^3/day
Trucking Requirements	None	425 trucks/week	None	None

Notes:

1. Please note that any of these Projects can be constructed in an environmentally acceptable manner with the implementation of appropriate mitigation.
2. For the purposes of this table, it is assumed that the Natural Gas Combined Cycle (NGCC) unit would be constructed at Coleson Cove.
3. The distances for the Natural Gas Option were taken from the following sources:

Maritimes and Northeast Pipeline, 1998. Environmental Protection Plan (Mainline). Revised October, 1999.
Maritimes and Northeast Pipeline, 1998. Constraint Mapping (Mainline). August.
Maritimes and Northeast Pipeline, 1999. Environmental Protection Plan (Saint John Lateral Pipeline Project). May.
Maritimes and Northeast Pipeline, 1998. Proposed Saint John Lateral Pipeline Project: Route Selection and Environmental Impact Assessment Study Report. June.

4.. The distances for the Orimulsion® option were taken from the following report: AMEC, 2002.Fuel Delivery System Environmental Assessment Report: Coleson Cove Refurbishment Project. Prepared for NB Power. June 2002.

* These numbers assume the pipeline would be located beside an existing pipeline right-of-way and existing roadway.

Enjeux et réponses

Étude d'impact sur l'environnement

Remise à neuf de la
Centrale de Coleson Cove proposée par la
Société d'énergie du Nouveau-Brunswick

Octobre 2002

Préparé par le :
Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux

New Nouveau Brunswick

INTRODUCTION

En vertu du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement* de la *Loi sur l'assainissement de l'environnement*, le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux (MEGL) doit préparer un compte rendu de la participation publique. Ce document résume les réactions exprimées par le public au cours des deux rencontres publiques et dans les commentaires écrits présentés par la suite, mais il se limite au point de vue du public.

Le ministère a aussi préparé ce document (Enjeux et réponses) pour répondre aux principales préoccupations du public, en se fondant sur le compte rendu de la participation publique. Les réponses ont été préparées par le ministère en consultation avec d'autres organismes selon ce qui convenait.

Contexte

Le 25 juillet 2001, Énergie NB a soumis à la Commission des entreprises de service public (CESP) une demande de remise à neuf pour la Centrale de Coleson Cove. La Commission a déterminé qu'il fallait 1 050 mégawatt (MW) d'électricité à Coleson Cove. Le projet a ensuite été enregistré en vue d'un examen préliminaire en vertu du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement* de la *Loi sur l'assainissement de l'environnement*.

Le 31 octobre 2001, la ministre de l'Environnement et des Gouvernements locaux a rendu une décision exigeant que le projet fasse l'objet d'une étude d'impact sur l'environnement (EIE) conformément au Règlement.

La consultation publique concernant le projet a commencé le 15 novembre 2001 lorsque le Projet d'instructions a été rendu public. Une période de 30 jours a été prévue pour les commentaires par le public. Les Instructions finales ont été remises à Énergie NB le 15 janvier 2002.

Énergie NB a préparé le mandat dont devait s'inspirer l'équipe chargée de l'étude pendant ses travaux. Ce mandat a été révisé et accepté par le Comité de révision technique (CRT), un groupe composé d'organismes nommés pour revoir un ouvrage conformément au Règlement. Le CRT pour ce projet se composait de représentants des organismes suivants :

Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick
Ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick
Ministère de la Santé et du Mieux-être du Nouveau-Brunswick
Ministère de l'Agriculture, des Pêches et de l'Aquaculture du Nouveau-Brunswick
Ministère des Transports du Nouveau-Brunswick
Secrétariat à la Culture et au Sport du Nouveau-Brunswick
Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation au travail du Nouveau-Brunswick
Ville de Saint-Jean
Administration portuaire de Saint John
Environnement Canada
Pêches et Océans Canada

La ministre de l'Environnement et des Gouvernements locaux a accepté le rapport final de l'EIE le 17 juin 2002. Elle a déterminé que ce document répondait aux exigences établies dans les Instructions finales et qu'il était conforme au *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement*.

Des exemplaires du rapport intégral de l'EIE, un résumé du rapport et la déclaration de révision générale du Comité de révision technique ont été mis à la disposition du public le 26 juin 2002, ce qui marquait le début de la phase suivante de la consultation publique.

En juillet, le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux a organisé deux séances publiques : une au Coastal Inn à Saint-Jean, le 25 juillet, et l'autre au centre communautaire de Lorneville, le 30 juillet 2002. Une période supplémentaire de 15 jours a été prévue après la deuxième rencontre pour permettre au public de soumettre des commentaires écrits à la ministre de l'Environnement et des Gouvernements locaux.

PRÉOCCUPATIONS

Justification du projet

Prévisions de la charge

On estimait qu'il n'était pas nécessaire de produire 1 050 MW d'électricité à Coleson Cove, étant donné surtout qu'une quantité pouvant atteindre 62 % d'électricité est exportée aux États-Unis tous les ans.

Réponse

Lors d'une audience publique tenue en juin 2001, la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick a tenté de déterminer si Énergie NB aura besoin de l'électricité produite actuellement par Coleson Cove. Énergie NB a fourni des prévisions de la charge pour la période allant de 2002 à 2011. Ces prévisions indiquent la demande de pointe prévue et la capacité de production exigée pour répondre à cette demande. Au Nouveau-Brunswick, la demande de pointe coïncide normalement avec la journée la plus froide de l'année. La Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick a jugé que les prévisions de la charge pour Coleson Cove étaient raisonnables et a conclu que la capacité de production d'environ 1 000 MW que représente Coleson Cove est une composante nécessaire du réseau d'Énergie NB.

Coûts du projet

Des questions ont été soulevées concernant les coûts des solutions de rechange pour la remise à neuf, et concernant les économies en matière d'énergie que les Néo-Brunswickois pourraient espérer réaliser si le projet était approuvé.

Réponse

L'agent de réglementation économique d'Énergie NB, la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick, a tenu des audiences en janvier 2002 sur la remise à neuf de Coleson Cove. Durant ces rencontres, diverses questions ont été examinées, y compris le coût des différentes solutions pour l'approvisionnement en combustible. La Commission a recommandé que la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove soit entreprise pour l'utilisation de l'Orimulsion®, cette solution étant jugée la moins coûteuse.

Certains commentaires du public précisaient que le nouveau matériel antipollution devrait être installé immédiatement sur la centrale actuelle de Coleson Cove, à un coût de 400 millions de dollars. À noter que ce coût se rapporte uniquement au coût d'investissement associé au matériel antipollution. Il ne comprend pas les autres coûts liés à la remise à neuf, ni les coûts de l'achat du mazout n° 6 jusqu'en 2030. Voir la comparaison des solutions de rechange à Coleson Cove (tableau 4.15 de l'annexe B) pour plus d'information sur les différences de coût.

Après la rencontre publique du 30 juillet 2002, le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux a demandé à Énergie NB de fournir des tarifs pour les différentes solutions d'approvisionnement en combustible examinées (voir le tableau 1 à l'annexe A). À noter que ces tarifs ne comprennent pas les coûts de transport et les autres coûts du réseau. Le coût pour produire de l'électricité avec l'Orimulsion® à 4,4 ¢/kWh en 2006 ne ferait ni augmenter ni diminuer les tarifs pour les abonnés. La solution combinée du gaz naturel (400 MW) et du mazout n° 6 (664 MW) comporte un coût de production de 5,6 ¢/kwh, soit une augmentation de 27 % comparativement à la conversion à l'Orimulsion®.

Orimulsion®

L'Orimulsion® a été désignée par certains comme le « combustible le plus malpropre au monde ». Des questions ont été soulevées concernant l'accessibilité et l'acceptabilité de ce combustible. Puisqu'il y a un seul fournisseur, des craintes ont été exprimées au sujet d'une interruption de l'approvisionnement en combustible ou d'une modification des prix en raison de l'instabilité du Venezuela, où le fournisseur est situé.

Réponse

L'Orimulsion® est un combustible fossile liquide composé d'une émulsion d'environ 70 % de bitume (un matériau de pétrole lourd d'origine naturelle) de la région d'Orinoco, au Venezuela, d'environ 30 % d'eau et d'une petite quantité d'agent surfactif. Cet agent surfactif est utilisé pour garder le bitume en suspension. Il contient des éthoxylates d'alcool et de la monoéthanolamine et n'a pas de propriétés de reproduction ou de mutation. Les produits de la combustion de l'agent surfactif seraient le dioxyde de carbone et l'eau.

Les propriétés physiques, chimiques et toxicologiques et le comportement de l'Orimulsion® en milieu marin sont indiqués dans le rapport de l'EIE.

Comparativement au mazout n° 6 qui est brûlé actuellement à Coleson Cove, l'Orimulsion® contient des niveaux élevés de nickel (Ni) et de vanadium (V) : Ni = 39 ppm pour le mazout n° 6, 75 ppm pour l'Orimulsion®; V = 225 ppm pour le mazout n° 6 et 320 ppm pour l'Orimulsion®.

En juillet 2001, la United States Environmental Protection Agency (USEPA) a fourni au Congrès américain un rapport qui révélait que les émissions non contrôlées de polluants atmosphériques provenant de l'Orimulsion® ne sont pas fondamentalement différentes de celles des autres combustibles fossiles. L'Orimulsion® en général rejettera plus de polluants que le gaz naturel, à peu près la même quantité que le mazout n° 6 et moins que le charbon pulvérisé. Les particules de la combustion non contrôlée de l'Orimulsion® sont généralement plus petites que celles du mazout n° 6.

La USEPA a confirmé que des technologies de contrôle qui sont disponibles sur le marché peuvent contrôler les émissions de polluants atmosphériques provenant de la combustion de l'Orimulsion®, si elles sont conçues et exploitées de façon efficace. Le matériel antipollution assure que même les particules ultrafines seront considérablement réduites (voir tableau 2 à l'annexe A pour des précisions).

La question de l'interruption de l'approvisionnement en combustible a été examinée au cours des audiences de la Commission des entreprises de service public en janvier 2002, car elle était considérée comme un risque financier. Au point de vue environnemental, une centrale de Coleson Cove remise à neuf, munie de tous les contrôles environnementaux, peut être reconvertie pour brûler du mazout n° 6 en cas d'interruption de l'approvisionnement en Orimulsion®.

Solutions de rechange au projet

Autres sources

On a demandé une étude plus poussée des autres solutions de rechange, y compris l'unité de turbines à cycle combiné alimentée au gaz naturel, le mélange d'un mazout de faible teneur en soufre et l'énergie éolienne.

Il a été suggéré que les émissions par unité d'électricité produite soient comparées entre les diverses solutions de rechange pour que l'on puisse mieux comprendre les effets. La taille des particules et les émissions de métaux lourds devraient aussi être comparées.

Réponse

Énergie NB a examiné 15 solutions pour l'approvisionnement en électricité, qui pourraient remplacer l'énergie fournie par la Centrale de Coleson Cove. Ces 15 solutions ont été évaluées en fonction de leur viabilité économique, de la fiabilité de l'approvisionnement et de leur acceptabilité pour l'environnement. Trois solutions réalisables ont été évaluées de façon plus détaillée à l'audience de la Commission des entreprises de service public. La conversion à l'Orimulsion®, la modification de la Centrale de Coleson Cove actuelle - un mélange de mazout (mazout n° 6 d'une teneur en soufre de 1 % et de 3 %) avec des dispositifs de contrôle des NOx et une nouvelle unité à cycle combiné alimentée au gaz - construction d'une nouvelle unité à cycle combiné alimentée au gaz de 400 MW, ainsi qu'une combinaison du mélange de mazout pour 664 MW et des dispositifs de contrôle des NOx devant être adoptés en 2014. La production d'énergie éolienne n'a pas été considérée comme une solution réalisable en raison du manque de fiabilité de l'approvisionnement.

Le rapport de l'EIE (section 4.9) fournit une explication globale des solutions de rechange afin de permettre au lecteur de bien comprendre non seulement les écarts entre les taux d'émissions et les coûts, mais aussi les facteurs environnementaux.

À la suite de l'examen par le public du Projet d'instructions, on a demandé au ministère d'examiner le gaz naturel exclusivement comme une des solutions de rechange; cette solution est incluse dans la section 4.9. De plus, la solution de rechange au gaz naturel a été incluse dans le rapport d'évaluation des risques pour la santé humaine (AMEC, 2002).

À la rencontre publique de Saint-Jean, une organisation a demandé qu'en plus de la solution de rechange du gaz naturel uniquement, les trois solutions de rechange réalisables de la Commission des entreprises de service public soient incluses dans la section sur les solutions de rechange du rapport de l'EIE. Deux de ces trois solutions ont été examinées dans le rapport de l'EIE, mais l'unité à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 400 MW, et le mélange du mazout n° 6 pour 664 MW (avec des dispositifs de contrôle des NOx dont l'installation serait effectuée en 2014) ont été ajoutés au tableau 4.15 révisé qui se trouve à l'annexe B du présent rapport. Ce tableau comprend également les émissions par unité d'électricité, comme il avait été demandé.

La dimension des particules et les émissions de métaux lourds pour chacune des solutions de rechange sont indiquées au tableau 2 de l'annexe A.

Le gouvernement provincial continue de faire des efforts pour que le gaz soit plus facilement disponible et utilisé de la façon la plus appropriée et la plus efficace possible. Le gaz naturel pourrait réduire considérablement notre dépendance vis-à-vis de l'électricité, comme l'a indiqué clairement Énergie NB à l'audience de la Commission des entreprises de service public sur le projet de Coleson Cove. Nous croyons actuellement que l'utilisation directe du gaz (pour le chauffage local et le chauffage à l'eau, la cuisson et le séchage) maximise les avantages pour le public. Une utilisation limitée du gaz pour la production de l'électricité a été et sera approuvée; toutefois dans la plupart des cas, ces installations devront utiliser une technologie au rendement élevé pour que le projet soit viable sur le plan économique et pour produire les avantages requis.

Qualité de l'air

Gaz à effet de serre

Puisque Coleson Cove représente 20 % de tous les gaz à effet de serre au Nouveau-Brunswick, on a estimé que cette centrale est un facteur déterminant pour que le Nouveau-Brunswick arrive à réduire de façon importante les gaz à effet de serre. On a également pensé qu'une réduction des gaz à effet de serre de 3 à 4 % était négligeable.

Réponse

La réduction de 3 à 4 % est fondée sur l'hypothèse que la centrale sera exploitée à une capacité de 65 %, soit la capacité d'exploitation normale de Coleson Cove. Toutefois, Énergie NB a affirmé que pendant l'arrêt de l'exploitation de Point Lepreau, elle devra fonctionner à une capacité de 85 %, ce qui augmente de 27 % les émissions de CO_2 plutôt que de les diminuer.

Le premier ministre Chrétien a affirmé que le protocole de Kyoto sera soumis à un vote du Parlement d'ici la fin 2002. S'il est approuvé, il faudra réduire les tonnages de gaz à effet de serre à un niveau inférieur de 6 % à celui de 1990 entre 2008 et 2012. Également, le plan d'action sur les changements climatiques d'août 2001 de la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des Premiers ministres de l'Est du Canada fixe des objectifs régionaux pour la réduction des gaz à effet de serre.

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick établit actuellement un plan d'action sur les changements climatiques. Ce plan d'action spécial sur les changements climatiques devrait servir de mécanisme pour établir des programmes relatifs à l'énergie renouvelable, au rendement énergétique, à la promotion de la coproduction tout en assurant la réalisation des objectifs de la province pour les gaz à effet de serre.

En l'absence d'une orientation pour les sources individuelles au Nouveau-Brunswick, le Comité de révision technique a demandé qu'Énergie NB fournisse des solutions de rechange pour la gestion des gaz à effet de serre. Le CRT a demandé une preuve indiquant qu'avec le projet de remise à neuf, Énergie NB pourra encore réduire les gaz à effet de serre dans l'ensemble de son réseau. Les solutions de rechange (comprises dans le rapport de l'EIE) comprenaient entre autres la réduction des exportations, le remplacement du charbon, qui produit des émissions de CO_2 plus élevées, par l'Orimulsion®, des mesures pour encourager la gestion de la demande et le changement de combustible, des mesures encourageant la production d'électricité par des sources renouvelables et la commandite de projets pour réduire les gaz à effet de serre comme le captage du méthane des lieux d'enfouissement.

Émissions de la centrale

Des inquiétudes ont été exprimées concernant les émissions de métaux lourds, comme le vanadium, le mercure et le nickel. On se demandait également si les épurateurs pourraient capter ces particules ultrafines.

L'analyse de l'évaluation de la qualité de l'air des COV et des aérosols acides a été jugée inadéquate puisque la région de Saint-Jean est considérée comme une des trois zones critiques pour l'ozone au Canada.

Réponse

Les préoccupations du public au sujet des émissions provenant de la combustion d'Orimulsion® sont fondées en bonne partie sur des rapports du Royaume Uni où l'Orimulsion® est brûlé sans matériel antipollution.

La technologie de contrôle de la pollution qui est proposée pour cette centrale comprend une unité de désulfuration des gaz de combustion (UDGC) pour le contrôle des émissions de soufre, un dépoussiéreur électrique par voie humide pour capter les fines particules, y compris l'anhydride sulfurique (SO_3), la technologie de prévention de la pollution (y compris un système de rebrûlage) pour réduire les NOx. Le nickel et le vanadium sont, comme les autres métaux, captés principalement grâce à un contrôle des particules solides dans les dépoussiéreurs électriques.

Les émissions de NOx sont produites dans une chaudière, principalement aux brûleurs après la réaction à haute température (1 400 °C) entre l'azote moléculaire et l'oxygène dans l'air de combustion, et l'azote dans le combustible. Le système de rebrûlage proposé pour le contrôle des NOx gère la température de combustion et empêche la formation de NOx dans la chaudière.

Dans une unité de désulfuration des gaz de combustion, les gaz de combustion sont arrosés par un lait de chaux qui réagit chimiquement avec le SO_2 dans le gaz pour former du sulfite de calcium (gypse). Le gaz désulfuré quitte l'unité de désulfuration des gaz de combustion et l'eau est extraite du gypse pour former un gâteau de gypse, convenable pour la production de panneaux muraux.

Le gaz de combustion sort de l'unité de désulfuration des gaz de combustion et entre dans le dépoussiéreur électrique par voie humide où des champs électriques à haute tension sont produits pour imposer une charge électrique aux particules dans le gaz, celles-ci étant captées sur des plaques collectrices ayant une charge opposée. Les plaques collectrices sont lavées à l'eau et les particules sont de nouveau lavées et captées dans le système de désulfuration des gaz de combustion. Les gaz de combustion passent ensuite à travers des éliminateurs de gouttelettes où sont enlevées les gouttelettes d'humidité entraînées avant l'éjection du gaz de la cheminée.

Le dépoussiéreur électrique par voie humide est utilisé couramment dans l'industrie minière et du raffinage, son application la plus récente étant dans le secteur de l'électricité. Il est aussi utilisé dans des centrales électriques au Nouveau-Brunswick et aux États-Unis. La configuration du dépoussiéreur électrique par voie humide à Coleson Cove est la suivante : trois couches de quatre unités chacune de plaques collectrices. Une des 12 unités sera lavée à la fois. Le dépoussiéreur électrique par voie humide et les dépoussiéreurs électriques actuels permettront de réduire le total des émissions de particules d'environ 75 %.

Actuellement, sept tranches utilisent la technologie de la désulfuration des gaz de combustion pour contrôler les émissions de SO_2 provenant de l'Orimulsion®. Ces tranches se trouvent au Nouveau-Brunswick, au Danemark, en Italie et au Japon. Les technologies de contrôle des NOx sont appliquées actuellement dans des centrales brûlant de l'Orimulsion® au Danemark, en Italie et au Japon. Dans son étude sur l'Orimulsion® en 2001, la USEPA a confirmé que la technologie de la désulfuration des gaz de combustion, de dépoussiéreur électrique par voie humide et de rebrûlage peuvent réduire les émissions à des niveaux très faibles.

La configuration du matériel de contrôle proposé pour Coleson Cove est plus efficace que celle de Dalhousie. Pour le projet de Coleson Cove, on prévoit deux tours de désulfuration des gaz de combustion et deux dépoussiéreurs électriques par voie humide, chaque dispositif étant conçu pour une capacité de production de 525 MW. Si une unité de désulfuration des gaz de combustion ou un dépoussiéreur électrique par voie humide faisait défaillance, Énergie NB diminuerait la capacité et acheminerait les gaz de combustion vers le deuxième système de désulfuration des gaz de combustion et de dépoussiéreur électrique par voie humide. De plus, l'exploitation de la centrale ne serait pas autorisée si le matériel antipollution n'était pas fonctionnel. C'est une condition de l'approbation de l'EIE et cette condition sera incluse dans l'agrément d'exploitation.

L'Orimulsion® contient une quantité limitée de mercure. Le taux des émissions de mercure prévu à une capacité de 65 % après la remise à neuf, est évalué à 1,46 kg/année, comparativement au taux actuel de 9,90 kg/année.

Des mesures pour contrôler le mercure sont en cours dans le cadre des Standards pancanadiens relatifs aux émissions de mercure et dans le cadre du Plan d'action visant le mercure de la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des Premiers ministres de l'Est du Canada. Dans le cadre du

processus des normes pancanadiennes, qui est encore en vigueur pour tout le secteur de l'électricité, on examine la possibilité de réduire les émissions des chaudières des centrales. Entre temps, la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des Premiers ministres de l'Est du Canada a adopté des mesures dans le cadre de son plan d'action visant le mercure pour fixer des objectifs de réduction. En conséquence, il faudra réduire les émissions de mercure provenant des chaudières d'électricité alimentées au charbon dans la région des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des Premiers ministres de l'Est du Canada de 20 à 50 % d'ici 2005 et de 60 à 90 % d'ici 2010. Il s'agit d'objectifs régionaux, mais dans les États de la Nouvelle-Angleterre et les provinces de l'Est du Canada, les États et les provinces contribueront à la réalisation de ces objectifs de réduction en contrôlant les émissions sur leur territoire.

Les émissions de mercure provenant d'Énergie NB sont d'environ un tiers des émissions provinciales mais on pense qu'elles ont été réduites d'environ 15 % car Belledune a arrêté d'utiliser du charbon local en 2002. La Centrale de Grand Lac est une source importante : environ 104 kg de mercure ayant été émis par ses cheminées en 2000. La Centrale de Coleson Cove remise à neuf n'est pas une composante clé des mesures adoptées par Énergie NB pour réduire les émissions de mercure, car son taux d'émission est déjà très faible.

Les émissions des composantes qui forment l'ozone seront réduites considérablement grâce surtout à l'utilisation du nouveau matériel de contrôle des émissions et au fait que l'Orimulsion® contient une quantité très limitée de composés organiques volatils (COV).

Les épisodes d'aérosols acides au Nouveau-Brunswick sont causées principalement par le transport de polluants atmosphériques provenant des États-Unis. La contribution de la centrale de Coleson Cove remise à neuf à la charge acide mesurée actuelle sera réduite et sera inférieure à 0,3 % dans l'environnement de la région de Saint-Jean.

En résumé, les contrôles environnementaux proposés pour une Centrale de Coleson Cove remise à neuf laissent entrevoir des avantages pour la qualité de l'air du point de vue des polluants atmosphériques. Des réductions des taux d'émission des cheminées de 77 % sont prévues pour l'anhydride sulfureux (SO_2), de 70 % pour l'oxyde d'azote (NOx) et de 75 % pour les particules ou les particules en suspension totales, y compris les fines particules (PM-1).

Système de surveillance

Il a été souligné qu'il faut un système de surveillance plus complet afin d'avoir une meilleure idée des émissions des cheminées.

Réponse

Une condition de l'approbation de l'EIE oblige Énergie NB à soumettre un plan pour l'installation d'autres stations de surveillance de l'air ambiant afin de valider les prévisions établies dans les analyses de modélisation de la qualité de l'air. Ce plan sera soumis dans le cadre de la demande d'agrément d'exploitation au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux.

Santé et sécurité humaines

Évaluation des risques pour la santé humaine

Les participants ont indiqué qu'il existe de nombreuses lacunes dans l'évaluation des risques pour la santé. Les préoccupations sont entre autres : considération des effets cumulatifs de la pollution; détermination des cas d'asthme à Saint-Jean; compte rendu de l'analyse de la documentation effectuée; effets sur la santé de la consommation de mollusques et crustacés par les humains à la suite d'un déversement; faible niveau des taux de dépôts locaux mentionnés, et dépôt de brouillard. Il a été souligné que l'Orimulsion® contient des substances plus toxiques et cancérogènes que le mazout.

Réponse

Le but d'une évaluation des risques pour la santé humaine en ce qui a trait à une centrale proposée ou un projet est de déterminer si la centrale ou le projet représente des risques acceptables ou inacceptables. L'évaluation des risques pour la santé humaine que représente Coleson Cove (AMEC, 2002) a été effectuée à la suite d'une analyse scientifique approfondie par un certain nombre d'experts et réexaminée par le Comité de révision technique, y compris le ministère de la Santé et du Mieux-être du Nouveau-Brunswick.

L'évaluation des risques pour la santé humaine a évalué le risque que représenterait l'exploitation de la centrale proposée pendant 30 ans. Le rapport précise qu'il est presque certain que la remise à neuf de la centrale n'aura pas d'effets néfastes sur la santé humaine. L'étude a conclu qu'une réduction des émissions de particules inhalables et autres polluants liés au projet indiquent des avantages nets en matière de santé pour le public.

Le public a aussi posé des questions concernant les effets cumulatifs de la pollution sur la santé. Les risques évalués, que toutes les sources de pollution, actuelles et précédentes, représenteraient pour les résidents de Saint-Jean, seraient en effet plus élevés que les risques prévus dans l'évaluation des risques pour la santé humaine, puisque l'étude était limitée aux émissions de la Centrale de Coleson Cove.

Conscient que les gens sont exposés à des polluants de nombreuses sources, actuelles et précédentes, le gouvernement a établi une norme rigoureuse concernant l'exposition cumulative. Selon cette norme, le point de référence des risques de cancer pour les projets de cette nature est 1×10^{-5}, ou un cancer additionnel dans une population de 100 000 personnes au cours de la durée utile du projet. Aucun risque de cancer estimé pour la durée de vie utile de ce projet ne dépassait 3×10^{-7}, ce qui est inférieur au point de référence des risques de cancer.

Il faudrait noter que les niveaux d'émission de métaux seraient grandement réduits par la remise à neuf proposée. Les émissions de mercure de Coleson Cove devraient être réduites de 85 % ou plus, l'arsenic de 93 %, le béryllium de 89 %, le cadmium de 93 %, le chrome de 90 %, le plomb de 99,96 %, le nickel de 86 % et le vanadium de 91 %.

Selon un commentaire du public, l'analyse du taux d'asthme pour l'évaluation des risques pour la santé humaine n'était pas exacte. Le ministère de la Santé et du Mieux-être, à titre de membre du Comité de révision technique, a reconnu que les statistiques sur la santé disponibles sont limitées pour les consultants ou le public qui entreprennent ce genre d'analyse. Il a été confirmé que les polluants qui aggravent l'asthme seraient réduits à la suite de la remise à neuf.

La principale tâche définie dans le mandat pour l'EIE d'Énergie NB consistait à effectuer une analyse des risques quantitatifs de la Centrale de Coleson Cove en fonction de trois différents scénarios pour l'approvisionnement en combustible. Cette tâche n'a pas nécessité une analyse de la documentation médicale ou toxicologique. De plus, le mandat exigeait un résumé des principales études scientifiques effectuées pour une particule inhalable. Le mandat précisait que ces questions devraient ensuite être abordées par rapport aux concentrations au niveau du sol prévues de la Centrale de Coleson Cove quant à la qualité de l'air à Saint-Jean.

Le rapport a révélé que selon l'analyse des études effectuées au Canada et aux États-Unis, des réductions des concentrations dans l'air ambiant de l'ozone, de l'anhydride sulfureux, du dioxyde d'azote, du monoxyde de carbone ou des particules inhalables devraient être avantageuses pour la santé. Pour ce projet, la concentration maximum au niveau du sol prévue à partir de la modélisation de la dispersion des émissions des cheminées devrait être grandement inférieure à celle de la centrale actuelle et bien en deçà des normes prévues dans les règlements.

La question du brouillard acide, qui est également connu sous le nom d'aérosols acides, a été discutée dans la section sur la qualité de l'air sous le titre des émissions de la centrale ci-dessus.

L'Orimulsion® contient des quantités de métaux qui sont semblables à celles du mazout #6. Les quantités de substances chimiques organiques qui sont toxiques ou qui peuvent être cancérogènes sont plus faibles dans l'Orimulsion® que dans le mazout #6. Les émissions de ces polluants seraient moins élevées si l'Orimulsion® était utilisée grâce aux réductions importantes des émissions de particules qui découleraient de la remise à neuf proposée.

Écosystème marin

Différentes questions ont été posées. Entre autres, comment l'Orimulsion® pourrait être déchargée de façon sécuritaire dans les hautes marées de la baie de Fundy, comment le combustible pourrait être contenu et quelles mesures de précaution seraient adoptées pour réduire les effets possibles. On a demandé si toutes les stratégies de protection seraient effectivement en place en cas d'un déversement d'Orimulsion® et si le personnel aurait suivi une formation spéciale pour manutentionner l'Orimulsion®. La question de la densité de la circulation dans la baie était une autre préoccupation.

Réponse

Canaport Limited, l'exploitant du terminal à Saint-Jean est en exploitation, et accepte des livraisons de mazout depuis 1970. Exploité par Irving Oil, Canaport a des règles, des modalités et des lignes directrices bien établies pour la sécurité des opérations comme la validité des navires, la manutention des livraisons, la surveillance des navires amarrés à la bouée monobuoy

de Canaport, les bateaux remorqueurs et de secours, et la surveillance de la météo. Ces modalités tiennent compte des hautes marées de la baie de Fundy.

Tous les navires-citernes qui transitent dans la baie de Fundy en provenance et à destination des terminaux de Mispec et de la baie Courtenay utilisent un système établi de contrôle de la circulation maritime exploité par la Garde côtière canadienne, qui surveille le passage d'un navire dans toute la baie de Fundy. Ce système surveille les approches de la bouée monobuoy de Canaport, tous les ancrages et la bouée monobuoy proprement dite, par radar et par radio, 24 heures sur 24.

Pour ce projet, 29 navires-citernes seront déplacés à l'intérieur du havre de Saint-Jean et remplacés par 14 navires-citernes à la bouée monobouy de Canaport, à environ 1 000 mètres de la côte. L'utilisation de Canaport augmentera à la suite de ce projet de 35 % à environ 42 %. Le Comité de révision technique a confirmé que cette utilisation accrue n'augmentera pas les risques environnementaux.

Selon la *Loi sur la marine marchande* du Canada, les navires qui livrent l'Orimulsion® devraient avoir un contrat avec l'équipe d'intervention d'urgence de l'Atlantique (Atlantic Emergency Réponse Team Inc.) (ALERT), l'organisation d'intervention agréée pour la région, afin de pénétrer dans les eaux canadiennes. Le matériel d'intervention en cas de déversement d'Orimulsion® sera disponible par l'entremise d'ALERT.

En vertu de la *Loi sur la marine marchande* du Canada, ALERT doit avoir un plan d'intervention qui comprend les modalités, le personnel et l'équipement qui lui permettront d'intervenir en cas de déversement dans des délais prévus. La *Loi sur la marine marchande* exige que le plan soit mis à l'essai et qu'une formation soit offerte. ALERT doit soumettre son plan d'intervention et faire approuver sa liste de matériel par la Garde côtière pour maintenir son accréditation.

De plus, le *Règlement sur les installations de manutention d'hydrocarbures* en vertu de la *Loi sur la marine marchande* du Canada obligent l'exploitant de la bouée Monobuoy de Canaport à avoir un plan d'intervention en cas de déversement, et le personnel et le matériel nécessaires pour intervenir immédiatement en cas d'accident à la bouée.

Dans le cadre du projet, Énergie NB et Bitor devraient travailler avec ALERT et l'exploitant pour établir des stratégies d'intervention, déterminer le matériel additionnel et la formation nécessaires afin de satisfaire à ces exigences.

Impacts des déversements possibles sur la baie de Fundy

Des préoccupations ont été exprimées concernant les effets que pourrait avoir un déversement accidentel de combustible dans la baie de Fundy pendant le transport ou le déchargement. On estimait qu'un déversement d'Orimulsion® pourrait avoir des effets plus dévastateurs qu'un déversement de mazout parce que contrairement au mazout, l'Orimulsion® se disperse dans l'eau.

Réponse

Les Instructions concernant l'EIE exigent qu'une évaluation comparative des risques écologiques d'un déversement d'Orimulsion® par rapport à un déversement de mazout n° 6 dans la baie de Fundy soit effectuée. L'évaluation comparative des risques écologiques révèle qu'en raison du comportement, de l'effet biologique et des propriétés toxicologiques réduites de l'Orimulsion®, les risques écologiques pour les écosystèmes de la baie de Fundy seraient moins élevés que les risques actuels d'un déversement de mazout n° 6.

Selon ces conséquences écologiques et la probabilité réduite de déversements, grâce à des mesures de prévention prévues, l'évaluation comparative des risques écologiques révèle également qu'un déversement d'Orimulsion® pendant le transport dans la baie de Fundy présente un risque écologique moins élevé pour les ressources aquatiques que celui que représentent les expéditions de mazout n° 6.

Mesures de prévention

Les gens ont recommandé qu'à compter d'immédiatement, Énergie NB soit obligée de préciser dans son contrat d'achat de mazout que le mazout pour Coleson Cove sera livré par des navires-citernes munis d'une double coque seulement.

Réponse

La *Loi sur la marine marchande du Canada* exige que tous les navires transportant du pétrole soit munis d'une double coque d'ici 2015. Les mesures de prévention des déversements exigés par Bitor sont proactives et volontaires et ont permis jusqu'à maintenant de prévenir un déversement accidentel d'Orimulsion® en milieu marin. Ces mesures comprennent l'utilisation de navires munis d'une double coque uniquement.

Milieux terrestres, terres humides et eau douce

Des inquiétudes ont été exprimées au sujet des effets que pourraient avoir des déversements accidentels du pipeline et de la région de gestion des déchets solides. Les effets de la construction du pipeline sur le milieu terrestre et les terres humides ainsi que sur l'eau souterraine, la qualité de l'eau de surface et les ressources piscicoles étaient également des préoccupations.

Étude de la livraison du combustible

Des critiques ont été exprimées concernant l'étude de la livraison du combustible dans le cadre de l'EIE : manque de détails sur les plans du pipeline proposé, y compris l'emplacement et l'exploitation, la norme de l'industrie, les mesures d'atténuation, les méthodes de construction et les organismes chargés de sa réglementation. Les effets que pourrait avoir le transport des véhicules tout-terrain sur l'emprise du pipeline étaient également une préoccupation.

Il a été noté que l'information concernant l'intégrité du pipeline, le plan d'action relativement à son entretien et le calendrier d'entretien devraient être enregistrés et examinés par le Comité de révision technique dans le cadre de l'évaluation du projet.

Réponse

L'étude de la livraison du combustible (AMEC, 2002) a abordé le pipeline actuel de Lorneville et le nouveau pipeline de Canaport à la promenade Bayside.

Une condition de l'approbation de l'étude d'impact sur l'environnement précise que nonobstant toute autre décision ou agrément par la ministre des Ressources naturelles et de l'Énergie de soumettre le pipeline de Lorneville actuel à la Commission des entreprises des service public ou de prendre toute autre décision qui pourrait être exigée pour l'exploitation du pipeline, le pipeline actuel de Lorneville ne doit pas être utilisé par Énergie NB ou une autre personne sauf s'il est entretenu conformément aux recommandations relatives à l'entretien dont il est fait mention dans le rapport intitulé *12-inch Lorneville Pipeline Analysis*, par Mark R. O'Neill & Associates – le 25 mars 2002. Les recommandations concernant l'entretien comprennent un plan de redressement (réparations) des anomalies sur 5 ans, un plan d'intégrité de 30 ans, y compris de nouvelles vérifications du pipeline et des réparations au besoin, ainsi qu'un plan d'action de faible potentiel et de contrôle de corrosion (y compris l'inspection annuelle pour la protection contre la corrosion et l'amélioration du système de protection cathodique).

Une audience de la Commission des entreprises de service public serait exigée pour la construction d'un nouveau pipeline. Pendant cette audience, les détails du choix du tracé, les considérations environnementales et les méthodes de construction seraient scrutés par le public.

Puisque tous les tracés conceptuels du nouveau pipeline suivent les emprises actuelles, l'accessibilité aux véhicules tout-terrain ne sera pas augmentée.

Effets sur l'approvisionnement en eau douce

Des questions ont été posées concernant les effets que le projet pourrait avoir sur l'approvisionnement en eau douce du lac Spruce de la ville, y compris tout effet futur sur les systèmes de tuyauterie et l'équipement de pompage d'eau désuets et vulnérables de la ville.

Il a été noté que l'effet cumulatif de l'utilisation accrue de l'eau et les effets sur l'habitat en milieu humide et les espèces dans le secteur protégé de Loch Alva devraient être étudiés et bien déterminés indiqués.

On a également demandé si les données climatiques les plus récentes auraient des répercussions sur l'évaluation.

Réponse

La conduite d'eau actuelle du réseau du lac Spruce à Coleson Cove a été construite à peu près en même temps que la Centrale de Coleson Cove, soit en 1976. Elle est toujours en bon état. Cette

conduite d'eau a été aménagée pour fournir de l'eau à la Centrale de Coleson Cove et aux autres opérations industrielles dans le parc industriel de Lorneville. Puisqu'aucun autre utilisateur industriel ne s'est installé dans le parc industriel, la seule demande de la conduite d'eau est la Centrale de Coleson Cove.

L'utilisation totale de l'eau du réseau du lac Spruce est d'environ 10 millions de gallons d'eau par jour, dont la Centrale de Coleson Cove utilise actuellement 8 %. Après la remise à neuf, il faudrait une autre quantité d'environ un million de gallons par jour. Le retrait total du réseau du lac Spruce serait donc de 11 millions de gallons par jour.

On a demandé à Énergie NB d'étudier les effets écologiques sur l'habitat du poisson et la végétation que causerait le retrait additionnel d'eau proposé pour le bassin hydrographique de Musquash et du lac Spruce. Le niveau des effets a été jugé semblable à celui de l'action des vagues, et n'a pas été considéré important.

L'étude de l'approvisionnement en eau de surface (Jacques Whitford, 2002) était fondée sur des données allant jusqu'à l'année 2000 inclusivement. Une analyse des données climatiques plus récentes de 2001 ne modifie pas les conclusions de l'étude selon lesquelles le réseau de Musquash peut fournir la quantité d'eau accrue exigée pour le projet de remise à neuf de Coleson Cove.

Zone de protection marine de Musquash

Il a été noté que le rapport de l'EIE n'a pas reconnu le bassin hydrographique de Musquash et l'estuaire comme une zone de protection marine proposée (ZMP).

Réponse

L'estuaire de Musquash a été examiné dans le cadre de l'évaluation comparative des risques écologiques (AMEC, 2002). Cette analyse a indiqué une plus faible probabilité de risque si on utilise l'Orimulsion® que si on brûle du mazout n° 6. Le bassin hydrographique de Musquash a été identifié dans l'étude environnementale générale pour l'entreposage des déchets solides et comme lieu d'élimination (Jacques Whitford, 2002).

Effets sur le poisson et sur l'habitat marin et de la faune

Des inquiétudes ont été soulevées concernant la proximité de la région de gestion des déchets solides proposée du lac Shannon qui pourrait présenter un risque direct pour l'estuaire de Musquash et la zone de protection proposée. On s'inquiétait aussi des effets que pourraient avoir les déversements accidentels du pipeline proposé sur l'habitat du poisson, le milieu marin et la faune.

Des questions ont été soulevées concernant la quantité de gypse qui serait entreposée pendant la durée de vie utile du projet.

Réponse

Si une fuite du pipeline actuel survenait près du fleuve Saint-Jean, les courants très hauts et les turbulences de la zone des chutes réversibles de la rivière Saint-Jean entraîneraient et disperseraient rapidement le mazout n° 6 et l'Orimulsion®. Les deux combustibles souilleraient la côte et auraient des effets semblables dans ces circonstances. L'intégrité du pipeline toutefois sera maintenue conformément à la réponse à l'étude sur la livraison du combustible susmentionnée.

L'étude environnementale pour la zone de gestion des déchets solides a déterminé qu'un lieu d'enfouissement bien construit répondant aux normes du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux (avec un revêtement en argile, une géomembrane et un système de collecte du lixiviat) n'aurait pas d'effet sur le lac Shannon. Toutefois, il a été déterminé qu'il devrait y avoir suffisamment d'espace pour déménager le lieu d'enfouissement à l'extérieur du bassin hydrographique du lac Shannon. C'est une condition de l'approbation de l'EIE.

Une autre condition de l'approbation de l'EIE précise que seules les boues de traitement des eaux usées et du gypse non conforme peuvent être déposées au lieu d'enfouissement. Tout le gypse vendable doit donc être vendu et ne pas être déposé au lieu d'enfouissement.

Transport

Les principales préoccupations au sujet du transport concernaient l'accès par chemins, la congestion du trafic, la sécurité de la circulation et l'infrastructure routière.

Il a été souligné que l'évaluation des émissions de la circulation des véhicules ne comprenait pas les HAP, le benzène et autres toxines nocives que l'on trouve dans les COV. En outre, les émissions provenant de la circulation des véhicules se rendant à la Centrale de Coleson Cove ont été évaluées en fonction des débits de circulation uniquement sans tenir compte des périodes de marche au ralenti.

Effets du trafic accru

Des préoccupations ont été exprimées au sujet des effets supplémentaires des 1 680 véhicules de construction qui sont prévus par le rapport de l'EIE. Le fait qu'il y a une seule entrée et une seule sortie de la communauté de Lorneville préoccupait grandement les résidents locaux.

Réponse

L'étude du transport (ADI, 2002) a analysé la congestion du trafic, la sécurité et l'infrastructure routière. Le seul point souligné concernait la sécurité par rapport au nombre de véhicules qui circuleraient pendant la période de construction, à l'intersection du chemin King William et de la bretelle de sortie de la route 1. Il a été recommandé qu'un feu de circulation soit installé à cet endroit pour les 1 680 véhicules (840 se rendant au site et 820 sortant du site) pendant la construction.

Le public a exprimé des inquiétudes toutefois par rapport à l'intersection du chemin de Lorneville et du chemin King William, surtout aux changements de quarts de travail des travailleurs de la construction. Une condition de l'approbation de l'EIE précise que la surveillance et l'évaluation de la circulation pendant la construction doivent être assurées en consultation avec la communauté locale et que des mesures de redressement seront mises en œuvre par Énergie NB au besoin.

Le ministère des Transports a confirmé qu'il y a déjà eu un passage à niveau sur la route 1 et un passage au terre-plein pour entrer sur le chemin Burchill. La circulation devait arrêter et tourner à gauche sur une route à haute vitesse. C'était une situation très dangereuse, que le ministère des Transports a changée en réacheminant la circulation vers le chemin King William. Cette question ne relève pas de la présente étude.

L'étude supplémentaire (Jacques Whitford, 2002) a examiné les effets sur l'air que pourrait avoir la circulation et a déterminé que l'augmentation des émissions est négligeable. En ce qui a trait à la marche au ralenti, Énergie NB a indiqué qu'une directive sur la marche au ralenti des véhicules a été élaborée pour limiter la consommation d'énergie et les émissions de gaz de combustion pendant la conduite de tous ses véhicules.

Processus de l'EIE

La majorité des gens qui ont participé aux rencontres publiques ne favorisaient pas le processus actuel de l'EIE défini dans le *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement* du Nouveau-Brunswick. Ils ont demandé un examen du Règlement. Ils ont dit que le processus actuel ne permet pas une participation adéquate du public. On estimait qu'étant donné que les décideurs (par exemple le Cabinet) n'étaient pas dans la salle, les participants ont souvent dit que le processus des EIE actuel n'était pas équitable, transparent ou ouvert. L'absence de financement pour les intervenants ou le non-remboursement des coûts associés à la participation publique ont également été notés.

Réponse

Même si cette question ne relève pas de la portée du projet, le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux est conscient des préoccupations concernant le Règlement actuel sur les EIE. Le ministère aurait besoin de la permission du gouvernement pour effectuer une consultation active sur la modification du processus des EIE ou pour apporter des changements au Règlement. Le ministère juge les commentaires sur cette question et d'autres processus de participation du public toujours utiles.

APPENDIX A

Tableau 1

COMPARAISON DES EMISSIONS ATMOSPHERIQUES ET DES COUTS ENTRE LES DIFFERENTES SOLUTIONS DE RECHANGE POUR LA PRODUCTION A COLESON COVE

	Situation actuelle(mazout no 6 avec dépoussiéreur par voie sèche)	Mazout no 6 (avec contrôle des NOx et un **mélange de combustible**)	Projet **Orimulsion®**	Gaz naturel **exclusivement**	Cycle combiné GN de **400 MW** + mazout no 6 de 664 MW (contrôle des NOx devant être inclus seulement en 2014)
Tonnages à une capacité de **65 %** (tonnes)					
SO2	65,918	40,000	16,276	16	27,127
NOx	17,632	5,425	5,425	5,425	8,138
Total des particules	1,112	1,085	271	27	542.5
CO2	4,611,520	4,611,520	4,475,887	3,336,570	3,146,684
Tonnages à une capacité de **85 %** (tonnes)					
SO2	86,200	52,146	21,284	21	35,473
NOx	23,058	7,095	7,095	7,095	10,642
Total des particules	1,454	1,419	355	35	709
CO2	6,030,449	6,030,449	5,853,083	4,363,207	4,114,895
Réduction en pourcentage par rapport à la situation de la capacité actuelle - **65 %**					
SO2		39%	75%	100%	59%
NOx		69%	69%	69%	54%
Total des particules		2%	76%	98%	51%
CO2		0%	3%	28%	32%
Réduction en pourcentage (augmentation) par rapport à la situation de la capacité actuelle - **85 %**					
SO2		21%	68%	100%	46%
NOx		60%	60%	60%	40%
Total des particules		-28%	68%	97%	36%
CO2		-31%	-27%	5%	11%

Coût différentiel de la valeur actualisée nette ($ 2001)	400 $ millions de plus que le scénario de base	scénario de base	1200 $ millions plus que le scénario de base	500 $ millions plus que le scénario de base
Coût de production en 2006 (¢ kilowatt heure)	5.4	4.4	7.9	5.6

Tableau 2

COMPARAISON DES EMISSIONS ATMOSPHERIQUES ENTRE LES DIFFERENTES SOLUTIONS DE RECHANGE POUR LA PRODUCTION A COLESON COVE

	Situation actuelle(mazout no 6 avec dépoussiéreur par voie sèche)	Mazout no 6 (avec contrôle des NOx et un mélange de combustible)	Projet Orimulsion®	Gaz naturel exclusivement	Cycle combiné GN de 400 MW + mazout no 6 de 664 MW (contrôle des NOx devant être inclus seulement en 2014)
Émissions à une capacité de **65 %** (tonnes)					
SO2	65,918	40,000	16,276	16	27,127
NOx	17,632	5,425	5,425	5,425	8,138
Total des particules	1,112	1,085	271	27	543
PM-10	910	888	230	27	446
PM-2,5	586	572	146	27	291
PM-1	517	505	129	27	258
Nickel	12	11	1.6	0	5.5
Vanadium	76	74	7.2	0	36
CO2	4,611,520	4,611,520	4,475,887	3,336,570	3,146,684
Dépôt de sulfate (kg/ha/année)	0.221	0.134	0.061	0.000055	0.094
Émission à une capacité de **85 %** (tonnes)					
SO2	86,200	52,146	21,284	21	35,473
NOx	23,058	7,095	7,095	7,095	10,642
Total des particules	1,454	1,419	355	35	709
PM-10	1,190	1,161	300	35	583
PM-2,5	767	748	191	35	380
PM-1	676	660	169	35	337
Nickel	15	15	2.2	0	7.2
Vanadium	99	97	9.4	0	48
CO2	6,030,449	6,030,449	5,853,083	4,363,207	4,114,895
Dépôt de sulfate (kg/ha/année)	0.289	0.175	0.079	0.000071	0.163
Réduction en pourcentage par rapport à la situation de la capacité actuelle - **65 %**					
SO2		39%	75%	100%	59%
NOx		69%	69%	69%	54%
Total des particules		2%	76%	98%	51%
PM-10		2%	75%	97%	51%
PM-2,5		2%	75%	95%	50%
PM-1		2%	75%	95%	50%
Nickel		2%	86%	100%	52%
Vanadium		2%	91%	100%	52%
CO2		0%	3%	28%	32%
Dépôt de sulfate		39%	73%	100%	57%

APPENDIX B

TABLEAU 4.15 Comparaison des solutions de rechange à Coleson Cove[1]

Facteurs influencés par le choix du combustible	Mazout n° 6 actuel (avec un système conçu pour réduire les émissions de NOx et mélange de combustible émissions) [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet d'Orimulsion[MD] [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet de gaz naturel exclusivement [solution de rechange examinée dans le EIE]	Unité à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 400 MW plus mazout n° 6 pour 664 MW [une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]
Efficacité de l'exploitation	Aucun changement	Petit gain d'efficacité	Réduction de l'efficacité Efficace par rapport au coût pour les services de faible capacité de pointe	Mazout n° 6 : efficacité des unités de mazout inchangée CCGNI : Gains de rendement énergétique pour l'unité à cycle combiné
Installation et amélioration du matériel	Rebobinement de la génératrice Réparation de la centrale et de la chaudière pour assurer la fiabilité Brûleurs à faible taux d'émissions de NOx et capacité de rebrûlage pour contrôler les émissions de NOx Amélioration du système de commande réparti Achèvement des gros travaux de réparation pour corriger les problèmes causant la fin du rationnement actuel.	Modifications à la chaudière Améliorations au système de commande réparti Nouvelle installation de déchargement du combustible Nouveau pipeline Rebobinement de la génératrice Désulfurationi des gaz de combustion Brûleur à faible taux d'émissions de NOx et capacité de rebrûlage du combustible Dépoussiéreur électrique humide pour réduire le SO_3 et émissions de particules	Installation de brûleur à faible taux d'émissions de NOx et capacité de rebrûlage du gaz Amélioration du système de commande réparti Amélioration de la surface de la chaudière pour atteindre la capacité nominale.	Unités au mazout n° 6 : Rebobinement de la génératrice Amélioration du système de commande CCGN : Nouvelle cheminée Turbine au gaz Chaudière à récupération de la chaleur Extension des systèmes d'eau de refroidissement actuels Connexions pour transport d'électricité Brûleurs à faible taux d'émissions de NOx et capacité de rebrûlage
Émissions atmosphériques	Ne répond pas aux normes actuelles pour les SO_2 mais répond aux normes pour les PM et les NOx. Ne répond	Répond aux normes actuelles car elles ne sont pas de nouvelles tranches et des mesures de contrôle des	Répond aux normes proposée futures pour le SO_2 et les PM. Vu qu'il ne s'agit pas d'une nouvelle tranche et que des	Unités au mazout n° 6 : Ne satisfont pas aux lignes directrices relatives aux

TABLEAU 4.15 Comparaison des solutions de rechange à Coleson Cove[1]

Facteurs influencés par le choix du combustible	Mazout n° 6 actuel (avec un système conçu pour réduire les émissions de NOx et mélange de combustible émissions) [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet d'Orimulsion[MD] [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet de gaz naturel exclusivement [solution de rechange examinée dans le EIE]	Unité à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 400 MW plus mazout n° 6 pour 664 MW [une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]
	pas aux futures normes proposées pour le SO_2 ou les PM. Vu qu'il ne s'agit pas de nouvelles tranches et que des mesures de contrôle des émissions grandement améliorées seront mises en œuvre pour les NOx, cela remplit la condition 2(2) des lignes directrices nationales actuelles et proposées pour les NOx. Les émissions sont : SO_2 – 2,63 lb/MMBtu (0,024 lb/kwh) NOx – 0,21 lb/MMBtu (0,002 lb/kwh) PM – 0,045 lb/MMBtu (0,0004 lb/kwh) CO_2 - 175 lb/MMBtu (1,70 lb/kwh)	émissions grandement améliorées seront mises en œuvre. Cela répond à une condition 2(2) des lignes directrices nationales actuelles et proposées. Les □émissions sont : SO_2 – 0,60 lb/MMBtu (0,006 lb/kwh) NOx – 0,21 lb/MMBtu (0,002 lb/wkh) PM – 0,01 lb/MMBtu (0,0001 lb/kwh) CO_2 - 170 lb/MMBtu (1,65 lb/kwh)	mesures de contrôle des émissions grandement améliorées seront mises en œuvre pour les NOx, elles répondront à la condition 2(2) des lignes directrices nationales proposées et actuelles concernant les NOx. Les émission sont : SO_2 – 0,0006 lb/MMBtu (0,000006 lb/kwh) NOx – 0,15 lb/MMBtu (0,002 lb/kwh) PM – 0,001 lb/MMBtu (0,00001 lb/kwh) CO_2 - 122 lb/MMBtu (1,23 lb/kwh)	sources ponctuelles de NOx et de SO_2 pour les nouvelles sources. Unité de CCGN : Répondrait aux normes applicables en place pendant l'enregistrement. Équivalant à une capacité générale de 65 % du projet de l'Orimulsion®, (avec remplacement à 95 %) pour le CCGN, les taux d'émission moyens de la centrale sont : SO_2 – 1.07 lb/MMBtu (0,01 lb/kwh) NOx – 0,34 lb/MMBtu (0,003 lb/kwh) PM – 0,02 lb/MMBtu (0,0002 lb/kwh) CO_2 - 143 lb/MMBtu (1,16 lb/kwh)
Coût du combustible	Augmentation prévue du prix en raison de l'utilisation future de mazout d'une	Prix stables	Prix volatiles; imprévisible pendant la durée de vie utile du projet.	Mazout – volatil, tendance à la hausse

TABLEAU 4.15 Comparaison des solutions de rechange à Coleson Cove[1]

Facteurs influencés par le choix du combustible	Mazout n° 6 actuel (avec un système conçu pour réduire les émissions de NOx et mélange de combustible émissions) [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet d'Orimulsion[MD] [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet de gaz naturel exclusivement [solution de rechange examinée dans le EIE]	Unité à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 400 MW plus mazout n° 6 pour 664 MW [une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]
	teneur en soufre de 1 % (si ce mazout est disponible) pour répondre aux objectifs de réduction des émissions et en raison de la volatilité des prix du mazout.			GN – prix volatil; imprévisible pendant la durée de vie utile du projet
Coût de production	5.4 ¢/kwh	4.4 ¢/kwh	7.9 ¢/kwh	5.6 ¢/kwh
Cout différentiel de valeur actualisée nette ($ 2001)	400 $ millions de plus que le scénario de base	scénario de base	1 200 $ millions de plus que le scénario de base	500 $ millions de plus que le scénario de base
Construction	Aucune autre construction nécessaire en plus de la centrale. Exigerait des cellules d'enfouissement à l'avenir.	Amélioration de la centrale pour brûler du nouveau combustible Construction d'un nouveau pipeline de Canaport à Saint John Est -Largeur permanente de l'emprise de 9 m Travaux temporaires près des cours d'eau et des passages routiers -Stockage des déchets solides et lieux d'élimination -Zones de réception et de stockage du combustible à Canaport stations de pompage et stations auxiliaires Systèmes de protection	Cette solution de rechange exigerait la construction d'un nouveau pipeline de Goldboro, en Nouvelle-Écosse à Coleson Cove. Cela présume que l'approvisionnement en gaz est suffisant et disponible pour exploiter la centrale pendant la durée de vie utile du projet. Il est présumé que cette construction comporte le jumelage du gazoduc principal jusquà la fin de la conduite secondaire de Saint John (~510 km) et ensuite qu'elle suit l'emprise de la conduite secondaire de Saint John jusqu'au lac Ludgate (~80 km),	L'unité à CCGN exigerait la construction d'un nouveau pipeline de gaz. Le pipeline devrait à tout le moins s'étendre à partir du pipeline actuel (d'environ 80 km, parallèlement au pipeline secondaire actuel à Saint-Jean).

TABLEAU 4.15 Comparaison des solutions de rechange à Coleson Cove[1]

Facteurs influencés par le choix du combustible	Mazout n° 6 actuel (avec un système conçu pour réduire les émissions de NOx et mélange de combustible émissions) [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet d'Orimulsion[MD] [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet de gaz naturel exclusivement [solution de rechange examinée dans le EIE]	Unité à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 400 MW plus mazout n° 6 pour 664 MW [une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]
		cathodique et installations	près de la nouvelle emprise à partir du lac Ludgate jusqu'à Coleson Cove (ligne directe ~ 5 km). Un pipeline d'une distance jusqu'à 595 km. Le pipeline serait un tuyau de 30 pouces de diamètre, une tranchée de 3 m de large, et comprendrait une couverture d'au moins 1,5 m sur le tuyau.	
Contraintes environnementales traversées par la nouvelle construction	Aucune – toute la construction se ferait à l'intérieur de Coleson Cove.	Voir ci-dessous	Voir ci-dessous	Voir ci-dessous
Environnement terrestre[2,3]:				
N[bre] de zones environnementale-ment sensibles	NA	0	Inconnu	Inconnu
Archéologie	NA	3,5 km	26,3 km	Inconnu
Milieux humides	NA	0,002 km^2	0,1 km^2	0,02 km^2
Terre agricole (toutes les	NA	0	11,5 km	1,8 km

TABLEAU 4.15 Comparaison des solutions de rechange à Coleson Cove[1]

Facteurs influencés par le choix du combustible	Mazout n° 6 actuel (avec un système conçu pour réduire les émissions de NOx et mélange de combustible émissions) [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet d'Orimulsion[MD] [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet de gaz naturel exclusivement [solution de rechange examinée dans le EIE]	Unité à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 400 MW plus mazout n° 6 pour 664 MW [une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]
catégories)				
Parcelles d'échantillonnage permanentes	NA	0	0	0
Nombre de cours d'eau	NA	5 cours d'eau	~400 cours d'eau	~64 cours d'eau
Plantations	NA	0	7,5 km	1,2 km
Zones d'approvisionnement en eau	NA	~50 m à travers la Zone B (délimitation exacte inconnue, scénario du pire cas)	6,1 km	1,0 km
Parcs/réserves	NA	0	0	0
Ravage de chevreuils	NA	0	41,9 km	6,7 km
Habitat forestier de conifères adultes	NA	0	23,7 km	14,2 km
Claims de minéraux/de pétrole	NA	0	42,8 km	6,8 km
Milieu marin[2]	Désigne les déversements accidentels ci-dessous.	Désigne les déversements accidentels ci-dessous.	Il n'y aura pas de problèmes environnementaux par rapport à l'écosystème marin puisque le pipeline serait entièrement sur un milieu terrestre.	Unité au mazout n° 6 : voir déversements accidentels ci-dessous CCGN : aucun problème pour le milieu marin

TABLEAU 4.15 Comparaison des solutions de rechange à Coleson Cove[1]

Facteurs influencés par le choix du combustible	Mazout n° 6 actuel (avec un système conçu pour réduire les émissions de NOx et mélange de combustible émissions) [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet d'Orimulsion[MD] [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet de gaz naturel exclusivement [solution de rechange examinée dans le EIE]	Unité à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 400 MW plus mazout n° 6 pour 664 MW [une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]
Santé humaine	Risques cancérogènes et non cancérogènes bien en-deça des niveaux prévus par le règlement.	Risques cancérogènes et non cancérogènes bien en-deça des niveaux prévus par le règlement.	Risques cancérogènes et non cancérogènes bien en-deça des niveaux prévus par le règlement.	Lorsque les unités au mazout seraient en service, les effets au niveau du sol seraient semblables à l'exploitation de deux tranches actuelles. Les taux d'émission annuels seraient augmentés comparativement à l'Orimulsion®, tout comme l'exposition. Les risques cancérogènes et non cancérogènes sont bien en-deçà des niveaux prescrits par la réglementation.
	Concentration de SO_2 de 18 ug/m^3 à Saint John $PM_{2,5}$ – 9,0 ug/m^3 NO_2 – 14,5 ug/m^3 PM_{10} – 14,0 ug/m^3	Concentration de SO_2 de 17,5 ug/m^3 à Saint John $PM_{2,5}$ – 8,995 ug/m^3 NO_2 – 14,4 ug/m^3 PM_{10} – 13,99 ug/m^3	Concentration de SO_2 de 16,5 ug/m^3 à Saint John $PM_{2,5}$ – 8,988 ug/m^3 NO_2 – 14,2 ug/m^3 PM_{10} – 13,98 ug/m^3	
Déversements accidentels	Trois espèces de mammifères marins sont à risque, huit espèces de poissons marins, six espèces d'oiseaux marins, un espèce d'oiseau de rivage, trois espèces d'invertébrés	Trois espèces de mammifères marins sont à risque, huit espèces de poissons marins, six espèces d'oiseaux marins, un espèce d'oiseau de rivage, trois espèces d'invertébrés marins et	Il n'y a pas de risque de déversements le long du pipeline du gaz naturel; toutefois de légères fuites de méthane peuvent avoir lieu aux installations à ciel ouvert comme les sites des vannes.	Unités au mazout n° 6 : Les risques actuels seraient maintenus, même si le nombre d'expéditions serait réduit. CCGN : Risques semblables à ceux

TABLEAU 4.15 Comparaison des solutions de rechange à Coleson Cove[1]

Facteurs influencés par le choix du combustible	Mazout n° 6 actuel (avec un système conçu pour réduire les émissions de NOx et mélange de combustible émissions) [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet d'Orimulsion[MD] [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet de gaz naturel exclusivement [solution de rechange examinée dans le EIE]	Unité à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 400 MW plus mazout n° 6 pour 664 MW [une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]
	marins et cinq espèces de crustacés d'importance écologique et sociale sont à risque en raison des déversements accidentels. Le temps de réaction est plus court pour le nettoyage et la protection des habitats sensibles, en raison du vent, en raison des hydrocarbures aromatiques (plus toxiques), des effets néfastes substantiels pour les oiseaux marins (grande quantité d'huile sur les plumes), d'une plus forte probabilité d'un déversement plus important et d'un déversement puisque environ seulement 5 % des navires qui transportent du mazout n° 6 sont à double coque.	cinq espèces de crustacés d'importance écologique et sociale sont à risque en raison des déversements accidentels. Plus de temps de réaction pour le nettoyage et la protection des habitats sensibles parce que les déversements sont influencés par les courants, les hydrocarbures aromatiques sont peu nombreux (moins toxiques), les effets néfastes prévus sont moins nombreux pour les oiseaux marins (moins d'huile sur les plumes); la quantité et la probabilité de déversements sont réduites en raison du transport par des navires à double coque.	Le méthane a une température d'allumage de 540 °C et est inflammable à des concentrations de 5 à 15 % dans l'air. Les mélanges non confinés de méthane dans l'air ne sont pas explosifs, toutefois une concentration inflammable dans un espace clos en présence d'une source d'allumage peut exploser. Les émissions fugitives ainsi que celles provenant des activités d'entretien seront dispersées rapidement à des niveaux non détectables. Toutefois, la contribution des gaz à effet de serre est généralement minime comparativement à celle des autres combustibles fossiles. Aucun effet sur l'écosystème marin.	indiqués pour le gaz naturel exclusivement.
Approvisionnemt en eau douce	3,456 m^3/jr	7,776 m^3/jr	Jusqu'à 3,456 m^3/jour	Jusqu'à 3,456 m^3/jour
Produits commerciaux	Cendres vendues pour la récupération du vanadium	-Cendres pour la récupération du vanadium	Aucune	Aucune

TABLEAU 4.15 Comparaison des solutions de rechange à Coleson Cove[1]

Facteurs influencés par le choix du combustible	Mazout n° 6 actuel (avec un système conçu pour réduire les émissions de NOx et mélange de combustible émissions) [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet d'Orimulsion[MD] [solution de rechange examinée dans le EIE et une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]	Projet de gaz naturel exclusivement [solution de rechange examinée dans le EIE]	Unité à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 400 MW plus mazout n° 6 pour 664 MW [une des trois principales solutions de rechange examinées par la Commission des entreprises de service public]
possibles		-gypse vendu pour la production de panneaux muraux		
Opérations socio-économiques	Aucun changement	Augmentation de 4 emplois directs, plus retombées en matière d'emploi dans le domaine du transport -entretien accru	Perte d'emplois par rapport à actuellement	Semblables au scénario de base
Construction socio-économique	Relativement petite	Grande	Grande	Moyenne-grande
Exigences en matière de camionnage	Aucune	425 camions par semaine	Aucune	Aucune

Nota :

1. À noter que tous ces projets peuvent être construits de façon environnementalement acceptable par la mise en œuvre de mesures d'atténuation appropriées.
2. Les distances des options relatives au gaz naturel ont été obtenues des sources suivantes :

Maritimes and Northeast Pipeline, 1998. Plan de protection de l'environment (pipeline principal). Révisé en octobre 1999.
Maritimes and Northeast Pipeline, 1998. Cartographie thématique (pipeline principal). Août.
Maritimes and Northeast Pipeline, 1999. Plan de protection de l'environment (Projet du pipeline secondaire de Saint John). Mai.
Maritimes and Northeast Pipeline, 1998. Projet du pipeline secondaire de Saint John proposé : Choix du trajet et rapport d'Étude de l'impact sur l'environnement. Juin.

3. Les distances pour la solution de l'Orimulsion[MD] proviennent du rapport suivant :
4. AMEC, 2002. Rapport d'évaluation de l'environnement du système de livraison du combustible : Projet de remise à neuf de
5. Coleson Cove. Préparé pour Énergie NB. Avril.

NA - Ne s'applique pas